Éditorial

par Jean-Christophe NIEL

Directeur général de l'ASN

De par son importance pour la sûreté des réacteurs, le contrôle des équipements sous pression nucléaires, tels que la cuve du réacteur ou les générateurs de vapeur, a toujours occupé une place à la fois importante et spécifique au sein de l'ASN. En effet, ce contrôle s'appuie, d'une part, sur une réglementation détaillée et nécessite, d'autre part, des compétences spécifiques et pointues.

En 2005, la France a choisi d'utiliser la directive européenne[1] relative aux équipements sous pression comme socle pour faire évoluer la réglementation pour les équipements sous pression nucléaires, afin de renforcer le lien avec les pratiques de l'industrie conventionnelle et d'ancrer le contrôle des équipements du nucléaire dans la nouvelle approche créée par la directive. L'ASN a renforcé et complété certaines exigences de la directive, par exemple sur la prise en compte de la radioprotection, exigeant ainsi un haut niveau de qualité de ces équipements.

L'ASN considère qu'une réglementation claire et précise, qui fixe des objectifs sans toutefois imposer de moyens particuliers, constitue un cadre propice à un dialogue technique de qualité visant à faire progresser la sûreté des installations nucléaires. Les exigences de sûreté doivent être considérées dès la conception et la fabrication des équipements sous pression nucléaires et requièrent de plus que l'exploitant exerce un suivi en service et une surveillance appropriés tout au long de leur fonctionnement. Par ses actions de contrôle, tant aux premiers stades de la fabrication que sur les équipements en exploitation, l'ASN veille à ce que le haut niveau de sécurité exigé à la conception soit maintenu en permanence.

Quand l'ASN a pris position en juillet 2009 sur la capacité d'EDF à maîtriser la sûreté des réacteurs de 900 MWe jusqu'à 40 ans après leur première divergence, elle a rappelé que la poursuite d'exploitation des réacteurs ne peut s'envisager que pour un parc correctement entretenu et exploité de façon responsable dans l'objectif d'anticiper d'éventuelles anomalies. Depuis 2006, plusieurs nouveaux mécanismes de dégradation ont été mis en évidence sur les générateurs de vapeur lors de contrôles de surveillance ou lors d'événements fortuits. Ils montrent toute la vigilance qu'il convient d'avoir face à ces phénomènes et doivent inciter les exploitants à maintenir un volume de contrôles et de maintenance adapté afin d'éviter la défaillance des équipements.

Un peu plus de dix années après la parution de *Contrôle* n° 122 consacré au "contrôle de la construction des chaudières nucléaires", j'ai souhaité revenir sur ce thème tout à fait d'actualité, tant en raison du vieillissement des installations que de l'important programme de fabrication d'équipements neufs. Il montre comment l'ASN a adapté les modalités de son contrôle pour faire face aux enjeux actuels.

Paris, le 20 janvier 2010

1. Directive européenne 97/23/CE relative aux équipements sous pression.



Foreword

As it is essential to reactor safety, the inspection of nuclear pressure equipment such as the reactor vessel or steam generators has always occupied an important and special place at ASN. This inspection is based, on the one hand, on detailed regulations, and requires, on the other hand, specific and specialized skills.

In 2005, France chose to use the European Pressure Equipment Directive[1] as the foundation for developing its own nuclear pressure equipment regulations in order to align with conventional industry practices and to base nuclear equipment inspections on the new approach created in the directive. ASN strengthened and expanded some of the directive's requirements, for instance to take into account radiation protection, and demanded thus a high level of equipment quality.

ASN believes a clear and precise regulation, that sets objectives without imposing specific methods, provides a basis for fostering quality technical dialogue that will increase the safety of nuclear facilities. Safety requirements must be considered at the time of the design and manufacture of nuclear pressure equipment, and also stipulate that the operator carry out regular checks during operation and appropriate checks throughout the service life of the equipment. Through its inspection activities, during the first stages of manufacturing and while the equipment is operating, ASN ensures that the high level of quality demanded in the design phase is permanently maintained.

When ASN made a ruling in July 2009 on EDF's capacity to control the safety of their 900 MW reactors 40 years after the first divergence, it stated that continuing to operate reactors was only acceptable in nuclear plants that were properly maintained and operated in a responsible manner in order to anticipate possible anomalies. Since 2006, several new degradation mechanisms have have been detected on steam generators during regular inspections or because of accidents. They have shown all the vigilance necessary when faced with this type of phenomenon and must encourage their operators to maintain a frequency of inspection and maintenance that will prevent equipment failure.

A little more than ten years after the publication of Contrôle *no. 122 covering "inspection of nuclear boiler construction", I wanted to return to this still current topic, as much because of the ageing facilities as of the large-scale programme for building new facilities. It shows how ASN has adapted its inspection methods to deal with current issues.*

Paris, January 20th, 2010

1. European Pressure Equipment Directive (PED) 97/23/CE.



Le contrôle des équipements sous pression des réacteurs nucléaires

Inspection of pressurised nuclear reactor equipment



Un générateur de vapeur quitte l'usine AREVA de Chalon Saint-Marcel (France) pour le site EPR d'Olkiluoto (Finlande) – Octobre 2009

DOSSIER : LE CONTRÔLE DES ÉQUIPEMENTS SOUS PRESSION DES RÉACTEURS NUCLÉAIRES

Le contrôle des équipements sous pression nucléaires : principes, enjeux et perspectives 5
Inspection of nuclear pressure equipment: principles, issues and perspectives
par Sébastien Limousin, directeur de la Direction des équipements sous pression nucléaires (ASN)

LES ÉQUIPEMENTS

Un équipement sous haute surveillance : la cuve des réacteurs 9
Closely monitored equipment: the reactor vessel
par Laure Monin, Direction des équipements sous pression nucléaires (ASN), Bernard Monnot, Bureau d'analyse des matériels mécaniques, IRSN/DSR/SAMS et Stéphane Gitkoff, mis à disposition de l'Autorité de sûreté nucléaire britannique (HSE)

Un enjeu de sûreté majeur : s'assurer de l'intégrité des tubes des générateurs de vapeur 14
A major safety issue: ensure the integrity of steam generator pipes
par Simon Genet, Direction des équipements sous pression nucléaires (ASN)

La R&D sur les matériaux des composants du circuit primaire principal : programmes expérimentaux et simulation pour comprendre, modéliser et prévoir le vieillissement 19
Research on and development of materials used in components of the main circuit: experimental programmes and simulation to understand, model and plan for ageing
par Jean-Paul Massoud, département MMC – R&D EDF, Hervé Noé, Service d'études et projets thermiques et nucléaires – SEPTEN et Claude Pages, Unité d'ingénierie en exploitation – UNIE – EDF

Les essais non destructifs utilisés pour le suivi en service des centrales nucléaires françaises (qualification, performances, simulation) 25
Non-destructive testing used for monitoring french nuclear power plants during operation (licensing, performance, simulation)
par Liliane Gogoluszko, Direction des équipements sous pression nucléaires (ASN), Gérard Cattiaux et Thierry Sollier, Direction de la sûreté des réacteurs (IRSN)

Les équipements sous pression nucléaires dans les réacteurs de recherche 31
Pressurised nuclear equipment in research reactors
par Frédérique Koskas, Pascal Tremodeux, Denis Bourguignon, Jacques Reuchet et Denis Acker, Commissariat à l'énergie atomique (CEA)

LE CONTRÔLE ET L'EXPERTISE

Le contrôle en exploitation des équipements sous pression 36
Inpection of pressurised equipment during operation
par Olivier Veyret, Division de Lyon de l'ASN, François Colonna et Sébastien Crombez, Direction des équipements sous pression nucléaires (ASN)

Le contrôle des ESPN par les organismes agréés 43
Inspection of pressurised nuclear equipment by certified organizations
Entretien avec Yves Marez, président de l'Association pour la qualité des appareils à pression (AQUAP)

Vers un renforcement des contrôles réalisés sur les équipements sous pression et les canalisations de transport 47
Towards a strengthening of inspections carried out on pressurised equipment and pipework...
par Stéphane Noël, Mission sûreté nucléaire et radioprotection (MEEDDAT)

Les services inspection des centres nucléaires de production d'électricité (CNPE) d'EDF 52
The inspection departments of EDF nuclear power plants
par Françoise Morin, Division production nucléaire – EDF

Les compétences des agents de l'ASN chargés du contrôle des équipements sous pression 54
Skills of ASN inspectors responsible for inspecting pressurised equipment
par François Colonna, Direction des équipements sous pression (ASN)

Quels besoins en expertise externe ? 56
What are the external consulting needs?
par Sébastien Limousin, Sébastien Crombez et Laure Monin, Direction des équipements sous pression nucléaires (ASN)

Des experts hors sphère officielle confrontés à une visite décennale 60
Experts outside of the official sphere consulted for the 10-years visits
par Monique Sené, Groupement de scientifiques pour l'information sur l'énergie nucléaire (GSIEN)

LE POINT DE VUE DES INDUSTRIELS

Les enjeux industriels du groupe AREVA 66
AREVA group industrial issues
par Étienne Touzain et Xavier Lesage, Business Unit Equipements – AREVA NP



Les particularités liées à la production des gros composants nucléaires : gros plan sur la société Valinox Nucléaire 70
The specifics linked to production of large nuclear components: close-up on the company Valinox Nucléaire
entretien avec Gérard Kottmann, directeur général de Valinox Nucléaire, filiale du groupe Vallourec

L'arrêté ESPN, les codes et les besoins de l'industrie nucléaire 75
French ESPN order, codes and nuclear industrie requirements
par Cécile Laugier, présidente de l'AFCEN, Jean-Marie Grandemange, sous-commission RCC-M et Michel Cleurennec, sous-commission RSE-M

L'INTERNATIONAL

Un Américain à la Direction des équipements sous pression nucléaires de l'ASN 80
An American in the pressurised nuclear equipment department (ASN - DEP)
par Victor Hall, Operations Engineer (NRC) mis à disposition de l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN)

De Dijon à Washington – De la capitale de la moutarde à la capitale des États-Unis 83
From Dijon to Washington – from the mustard capital to the capital of the United States
par Rachel Vaucher, chargée d'affaires à l'ASN, mise à disposition à la NRC au sein de la Division of License Renewal

Programme multinational d'évaluation des conceptions (MDEP) 87
Multinational Design Evaluation Program
par Gary Holahan, Bureau des nouveaux réacteurs, membre de la NRC et président du Comité de direction technique du programme MDEP, et Donna Williams, Bureau des nouveaux réacteurs, NRC (Autorité de sûreté américaine).



L'ESSENTIEL DE L'ACTUALITÉ DE LA SÛRETÉ NUCLÉAIRE ET DE LA RADIOPROTECTION D'AOÛT À OCTOBRE 2009

L'actualité nationale et internationale 94

L'actualité régionale de l'ASN 105

Le contrôle des équipements sous pression nucléaires : principes, enjeux et perspectives

Inspection of nuclear pressure equipment: principles, issues and perspectives

par Sébastien Limousin, directeur de la Direction des équipements sous pression nucléaires, Autorité de sûreté nucléaire (ASN)

Les équipements sous pression spécialement conçus pour les installations nucléaires, comme par exemple la cuve du réacteur ou les générateurs de vapeur des centrales électronucléaires, présentent des risques importants, à cause de l'énergie et de la radioactivité qu'ils libèrent en cas de défaillance mais aussi en raison de leur rôle vis-à-vis de la sûreté de l'installation. La réglementation relative à ces équipements a évolué au cours de la dernière décennie offrant ainsi un cadre approprié au contrôle de l'ASN face aux enjeux actuels, que représentent le vieillissement des installations et l'internationalisation des fabrications.

Cet article présente les grands principes de la réglementation et du contrôle de l'ASN ainsi que son évolution au cours de la période récente. Il replace ce contrôle dans son contexte en décrivant les enjeux actuels et esquisse quelques perspectives pour les années futures.

Les principes de la réglementation

Lors de la construction des centrales nucléaires du parc français, qui a conduit à la mise en service de 58 réacteurs à eau pressurisée du milieu des années 1970 à la fin des années 1990, il est apparu nécessaire de réglementer la construction et l'exploitation du circuit sous pression le plus important de ces centrales, le circuit primaire principal. C'est ainsi qu'un arrêté du 26 février 1974, a fixé des exigences spécifiques aux appareils à pression de ces circuits.

Dans les années 1990, le retour d'expérience de l'exploitation des centrales ainsi que les avancées techniques au plan international, notamment dans le domaine des essais non destructifs, ont permis de réviser les exigences relatives à l'exploitation des circuits. En outre, il est apparu que les circuits secondaires jouaient un rôle aussi déterminant dans la sûreté nucléaire que le circuit primaire. Des exigences spécifiques, communes aux circuits primaire et secondaires principaux, ont donc été définies dans un arrêté pris le 10 novembre 1999.

Au plan européen, la directive relative aux équipements sous pression a adopté en 1997 la nouvelle approche européenne en matière de réglementation et introduit les équipements spécialement conçus pour des applications nucléaires, en les excluant de son champ d'application.

Dans ce nouveau contexte, l'État français a décidé d'utiliser comme socle la directive européenne pour refonder l'ensemble de la réglementation relative aux équipements sous pression nucléaires. Ainsi, l'arrêté du 12 décembre 2005 replace la réglementation spécifique aux équipements sous pression nucléaires dans le contexte des équipements sous pression conventionnels, d'une part, et dans celui de la sûreté nucléaire, d'autre part.



Inspection de l'ASN à la centrale nucléaire de Fessenheim pour la 3e visite décennale – Décembre 2009

La réglementation fixe des règles ayant pour objectif de prévenir non seulement les risques liés à la pression mais aussi ceux inhérents au caractère "nucléaire" de ces équipements. Ainsi, les exigences relatives aux équipements sous pression conventionnels, issues de la directive européenne, sont complétées par des dispositions particulières, permettant par exemple de tenir compte des impératifs de radioprotection.

Executive Summary

French regulations about nuclear pressure equipment (like steam generators and the reactor pressure vessel) take into account hazards due to the energy contained in the equipment but also add specific requirements due for instance to the radioactivity or safety for instance. ASN is in charge of the conformity assessment of the most important equipment and monitors the licensee who is responsible of in service inspection and maintenance.

Because of the internationalisation of nuclear component manufacturing, and consequently new comers in this area, a careful monitoring of subcontractors is needed. The major anomalies detected in steam generator over the past few years showed the necessity of being careful and humble towards degradation mechanisms.

Nuclear pressure equipment regulations enables ASN to perform an efficient oversight of licensees and component manufacturer in a context of international manufacturing and licence renewal.





Inspection de l'ASN chez l'entreprise japonaise JAPAN STEEL WORKS (JSW) à Muroran, sur l'île d'Hokkaido du 19 au 21 octobre 2009

L'objectif de ces exigences de sécurité supplémentaires est de renforcer la sûreté des équipements et, pour cela, d'apporter plus de garanties sur leur qualité. En effet, les exigences essentielles de sécurité conventionnelles – tirées de la directive – sont suffisantes pour concevoir et fabriquer des équipements de bonne qualité, adaptés à l'usage qui en est prévu. En revanche, afin de garantir la sûreté des installations dans lesquelles ils sont exploités, il est demandé d'apporter plus de garanties sur cette qualité. Ainsi, les analyses de risques, les démarches de qualification, les contrôles et les vérifications sont renforcés. De ce fait, il est probable que les équipements sous pression nucléaires soient finalement similaires à ce qu'ils auraient été s'ils avaient été conçus avec les exigences conventionnelles, mais la confiance qu'on peut avoir en leur qualité est supérieure.

On oppose parfois l'approche technique et l'approche réglementaire. Cette vision, trop schématique et simpliste, oublie le fait qu'en termes de sûreté nucléaire la garantie de la qualité est aussi importante que la qualité elle-même. Le respect de la réglementation, qui intègre des exigences techniques appropriées, est nécessaire non seulement pour obtenir des équipements adaptés à l'usage qui en est prévu mais également pour bénéficier d'une garantie suffisante quant à l'atteinte du niveau de qualité voulu.

L'ASN s'assure du respect de la réglementation par l'exploitant d'une part et – spécificité du domaine des équipements sous pression nucléaires – par le fabricant. Elle exerce son contrôle à tous les stades de la vie des équipements : conception, fabrication et exploitation. Le contrôle de l'ASN, qui comporte un examen documentaire et des inspections chez les fabricants et les exploitants, vise à s'assurer d'une part que la qualité souhaitée des équipements est atteinte et maintenue et d'autre part que la garantie de cette qualité est suffisante.

L'ASN évalue ainsi la conformité des équipements sous pression nucléaires de niveau N1, c'est-à-dire les plus importants pour la sûreté. Elle examine toute la documentation technique relative à la conception (notes de calculs, analyses à la fatigue…) et aux procédés de fabrication (soudage, examens non destructifs, qualification technique…). Elle vérifie lors de ses inspections que les moyens que le fabricant a déclaré utiliser sont effectivement ceux mis en œuvre.

S'agissant du suivi en service, l'ASN examine les programmes de maintenance relatifs aux circuits primaire et secondaires principaux des réacteurs à eau pressurisée. Elle instruit également les demandes d'intervention de l'exploitant sur les équipements. Elle s'assure que les contrôles et les requalifications sont effectués correctement et à la fréquence définie dans la réglementation ou les programmes de maintenance. Plus généralement, l'ASN veille à ce que l'exploitant possède en permanence la connaissance de l'état de ses équipements et qu'il procède aux opérations de maintenance préventives et curatives nécessaires.

L'évolution du contrôle de l'ASN

Le contrôle exercé par l'ASN, et son contexte, ont profondément évolué au cours des dernières années.

Le champ du contrôle de l'ASN en matière d'équipements sous pression nucléaires s'est élargi au cours du temps. À l'origine limité au contrôle de la conception du circuit primaire des réacteurs à eau sous pression, il s'est étendu en 1990 au circuit secondaire puis en 1994 au suivi en service de ces deux circuits. Aujourd'hui, le contrôle de l'ASN couvre l'ensemble des équipements sous pression nucléaires des Installations nucléaires de base (INB), y compris ceux des réacteurs de recherche. Par ailleurs, depuis la modification de la loi du 28 octobre 1943 relative aux appareils à pression de vapeur employés à terre et aux appareils à pression de gaz employés à terre ou à bord des bateaux de navigation maritime par la loi n° 2009-526 du 12 mai 2009, les agents de l'ASN contrôlent le respect de la réglementation relative aux ESP dans les INB.

L'arrêté du 12 décembre 2005 a étendu le champ du contrôle de l'ASN, auparavant concentré essentiellement sur l'enveloppe sous pression des équipements, à toutes les parties des équipements, permettant ainsi à l'ASN d'examiner l'ensemble des sujets à enjeux.

Si, entre 1974, début du contrôle des chaudières nucléaires et aujourd'hui, le champ du contrôle s'est considérablement accru, ses modalités ont également évolué. Ainsi, pour l'évaluation de la conformité des nouveaux équipements, l'ASN peut désormais mandater des organismes qu'elle a agréés. Ces agréments sont délivrés à la suite d'audits et l'ASN exerce une surveillance sur les organismes. Grâce à cette nouvelle disposition, la capacité



Guide de l'ASN sur l'évaluation de la conformité des ESPN - Mars 2009

d'inspection relative à l'évaluation de la conformité a été considérablement augmentée.

Le recours à l'expertise a également évolué. En plus de l'historique Commission centrale des appareils à pression (CCAP), l'ASN peut s'appuyer désormais sur un groupe permanent d'experts dédié aux équipements sous pression nucléaires. Par ailleurs, en complément de son principal appui technique, l'IRSN, l'ASN peut confier l'expertise de certains dossiers à des organismes spécialisés.

Les dispositions réglementaires et les modalités du contrôle de l'ASN sont un cadre approprié face aux enjeux actuels en matière d'équipements sous pression nucléaires. Pour illustrer ce propos, je prendrai l'exemple de deux problématiques majeures que sont l'internationalisation et la complexification de la chaîne de sous-traitance pour la fabrication des équipements, et les dégradations des générateurs de vapeur des réacteurs électronucléaires.

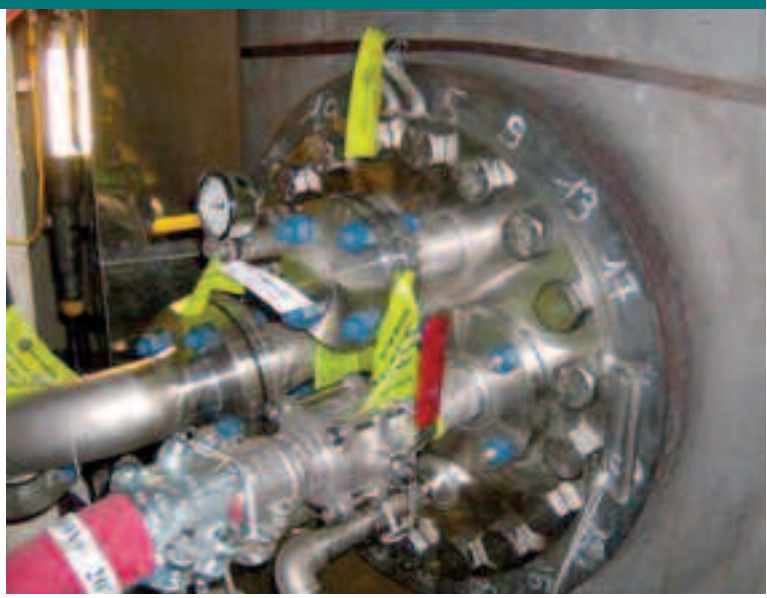
Les faits marquants des dernières années

Une chaîne de sous-traitance internationale et complexe : la nécessité d'un contrôle vigilant

L'internationalisation de la fabrication des équipements, et l'importante chaîne de sous-traitance rendent d'autant plus nécessaire un contrôle vigilant. Les sous-traitants des fabricants, pour qui le nucléaire ne représente parfois qu'une faible part de leur chiffre d'affaires, ou qui ont quitté ce domaine pendant plusieurs années avant de reconquérir le marché, font face à d'importants défis, tant techniques qu'humains. L'exploitant d'une installation nucléaire et le fabricant, premiers responsables de la qualité des équipements, se doivent d'exercer un contrôle vigilant sur l'ensemble de la chaîne de sous-traitance. L'exemple d'un sous-traitant italien, dont la culture qualité manifestement insuffisante l'a conduit à réaliser des essais mécaniques sans respecter ni les codes et normes applicables ni même ses propres procédures, illustre bien la nécessité d'un contrôle attentif. Plus récemment, c'est chez un sous-traitant français intervenant sur les tuyauteries que de graves lacunes dans la culture de sûreté ont été détectées.

Bien que reposant sur une industrie ancienne dont les procédés, certes en constante amélioration, se basent sur des principes fondamentaux qui demeurent inchangés depuis plusieurs décennies, la fabrication d'équipements ayant la qualité souhaitée reste un défi. Ainsi, la fabrication de plusieurs équipements de l'EPR s'est avérée délicate dans un contexte d'exigences de sûreté croissantes.

Pour s'assurer que le fabricant et l'exploitant maîtrisent toute leur chaîne de sous-traitance et les procédés de fabrication, l'ASN réalise de nombreuses inspections dans les ateliers des industriels. Grâce à l'arrêté du 12 décembre 2005, l'ASN peut également mandater des organismes agréés pour ces inspections, accroissant ainsi sa capacité d'intervention. Par ailleurs, des exigences telles que la qualification technique des composants permet d'avoir une garantie accrue de la qualité des pièces.



Installation des équipements lors du nettoyage chimique des générateurs de vapeur

L'humilité et la prudence face aux phénomènes de dégradation

L'exemple des générateurs de vapeur illustre parfaitement les difficultés auxquelles doit faire face le suivi en service. La succession d'anomalies observées depuis 2006 sur le parc en exploitation montre toute la prudence et la modestie qu'il convient d'adopter face aux phénomènes de dégradation. En 2006, le colmatage des plaques entretoises des générateurs de vapeur, qui a affecté plusieurs réacteurs du parc électronucléaire français n'avait pas été anticipé et n'a été détecté qu'après avoir entraîné trois fuites du circuit primaire vers le circuit secondaire. De même, la fatigue vibratoire des tubes des générateurs de vapeur, phénomène pourtant bien connu depuis le début des années 1990, a conduit à une fuite primaire secondaire à Fessenheim 2 en 2008. Les données employées par EDF pour modéliser les phénomènes en jeu se sont révélées insuffisamment précises et n'ont pas permis à l'exploitant d'anticiper la sensibilité de l'équipement à la fatigue vibratoire.

Plus récemment, c'est la découverte à Bugey 3 de fissures circonférentielles sur les tubes au niveau des plaques entretoises des générateurs de vapeur qui a montré que le vieillissement des installations entraîne l'apparition de défauts qui, sans être totalement exclus, n'avaient jamais été observés jusqu'alors. En raison de cette succession d'anomalies, l'ASN à demander à EDF de réaliser une revue complète des études relatives à la sûreté des générateurs de vapeur, en abordant les aspects liés à leur conception, leur fabrication et leur suivi en service.

Ces différents événements majeurs montrent toute la modestie dont il faut faire preuve face à l'inventivité de la nature. La réglementation demande ainsi à l'exploitant de réaliser tous les contrôles nécessaires pour connaître l'état de ses équipements et pour anticiper les dégradations. Au



titre de la défense en profondeur, l'ASN exige que des contrôles soient mis en œuvre même là où aucune détérioration n'est attendue. Cette exigence se traduit notamment à travers la réalisation de programmes d'investigation complémentaires destinés à s'assurer de la suffisance des dispositions de maintenance par la réalisation de contrôles non demandés par les programmes de surveillance.

Le traitement des anomalies rencontrées nécessite la mise en œuvre de moyens de traitement dont l'impact sur la sûreté se révèle parfois insuffisamment maîtrisé. Ainsi la réalisation des lessivages chimiques destinés à réduire le colmatage des plaques entretoises des générateurs de vapeur s'est révélée une opération délicate à mettre en œuvre et a entraîné une corrosion plus importante que prévue de certaines parties de l'équipement. Malgré l'amélioration du procédé suite au retour d'expérience, des dépôts de cuivre susceptibles de perturber les contrôles des tubes sont apparus après plusieurs lessivages. Un deuxième exemple concerne le cas des bouchons utilisés pour obturer les tubes des générateurs de vapeur présentant des défauts inacceptables. Ce procédé de bouchage, déjà ancien et largement utilisé, était considéré comme très bien maîtrisé. Pourtant, à plusieurs reprises en 2008 et 2009 des bouchons mal posés ont été détectés, deux d'entre eux ayant même été délogés de leur emplacement d'origine. Fin 2009, des investigations sont toujours en cours pour déterminer l'origine de ces mauvaises poses.

La réglementation requiert que l'exploitant analyse les conséquences potentielles des interventions qu'il prévoit de mettre en œuvre sur ces équipements et soumette ces dossiers à l'ASN. Les difficultés consécutives aux interventions mentionnées ci-dessus illustrent la nécessité d'une préparation adaptée et sereine des interventions et d'une prise en compte rapide du retour d'expérience.

L'avenir

Les enjeux liés au contrôle des équipements sous pressions évoluent dans le contexte actuel de renouveau du nucléaire et de vieillissement des installations. Sans vouloir être exhaustif, je citerai quatre points importants parmi les perspectives pour les années à venir, tant sur le contrôle des équipements sous pression nucléaires que sur son contexte.

• Les méthodes probabilistes sont encore peu utilisées en France dans le domaine des équipements sous pression nucléaires alors que c'est le cas dans la plupart des pays étrangers. L'ASN sera sans nul doute confrontée à des demandes d'utilisation de ces méthodes de la part des fabricants mais surtout des exploitants. La démonstration de la sûreté d'un réacteur doit toutefois se baser sur des méthodes éprouvées et l'utilisation des outils probabilistes ne sera un gain pour la sûreté que si elle est bien encadrée.

• Les efforts en matière de recherche et développement sont encore importants, par exemple sur le vieillissement des matériaux ou sur les contrôles non destructifs. L'amélioration de la sûreté passe au moins par un maintien de ces efforts et par leur concentration sur certains thèmes précis. L'ASN va très probablement jouer un rôle de plus en plus important dans la définition de ces programmes de recherche.

• L'internationalisation des fabrications s'est accompagnée d'une collaboration accrue entre autorités de sûreté nucléaire, comme l'illustre la création du *Multinational Design Evaluation Program* (MDEP), initiative de dix régulateurs visant à rapprocher les pratiques de certification et de contrôle de la construction des nouveaux réacteurs. Ce rapprochement des pratiques ne peut que contribuer à un contrôle plus efficace et une accélération de cette coopération entre autorités de sûreté est vraisemblable. Toutefois, alors que la réglementation des équipements sous pression conventionnels est européenne, on peut regretter qu'il n'existe aucune initiative des autorités de sûreté au sein de l'Europe sur les équipements nucléaires visant à rapprocher leurs exigences.

• L'exploitant est le premier responsable de la qualité de ses équipements et du maintien de celle-ci. À l'occasion des évolutions futures de la réglementation, il sera nécessaire de s'interroger sur l'opportunité de renforcer le rôle de l'exploitant dans le contrôle de la conception et de la fabrication des équipements. S'agissant du suivi en service, une place plus importante pourrait être laissée aux contrôles internes de l'exploitant dans l'analyse de l'impact des interventions sur les équipements sous pression nucléaires.

Le champ de compétence de l'ASN dans le domaine des équipements sous pression nucléaires s'est élargi progressivement au cours des trois dernières décennies. Les modalités de ce contrôle ont également évolué pour le rendre plus adapté aux problématiques actuelles. L'atteinte et le maintien d'un haut niveau de qualité des équipements sous pression nucléaires resteront des éléments essentiels de la sûreté des installations nucléaires. Dans un contexte d'accroissement du volume des fabrications d'équipements neufs et du vieillissement des installations en fonctionnement, l'ASN sera vigilante à la prise en compte de cette préoccupation par les fabricants et les exploitants. ■

Un équipement sous haute surveillance : la cuve des réacteurs

Closely monitored equipment: the reactor vessel

par Laure Monin, chargée d'affaires à la Direction des équipements sous pression nucléaires, Autorité de sûreté nucléaire (ASN), **Bernard Monnot,** adjoint au chef du Bureau d'analyse des matériels mécaniques, IRSN/DSR/SAMS et **Stéphane Gitkoff,** chargé d'affaires mis à disposition de l'Autorité de sûreté nucléaire britannique – *Health and Safety Executive* (HSE)

Les cuves de réacteurs 900 MWe

Dans les centrales électronucléaires à eau sous pression, la chaleur est produite par la fission des noyaux d'uranium du combustible placé dans le cœur du réacteur. Ce cœur, formé par l'ensemble des assemblages de combustible, est contenu dans la cuve du réacteur.

Cette cuve constitue une partie du circuit primaire principal, qui contient le fluide dit primaire circulant à travers le cœur du réacteur dans la cuve, et qui constitue une des barrières assurant le confinement des éléments radioactifs. La cuve permet également l'introduction des barres de contrôle du cœur et de différents dispositifs de mesure (neutronique, température) permettant la conduite du réacteur. Elle joue donc un rôle essentiel vis-à-vis des trois fonctions de sûreté de l'installation : confinement, maîtrise de la réactivité et refroidissement. Son intégrité doit donc être garantie et démontrée dans toutes les situations de fonctionnement, normal et accidentel, et pour toute la durée de son exploitation. À l'inverse d'autres appareils du circuit primaire et des circuits secondaires, tels les générateurs de vapeur, EDF n'envisage pas le remplacement de la cuve. La durée d'exploitation d'un réacteur est par conséquent intrinsèquement liée à la justification de l'aptitude à l'emploi de la cuve.

Description

La cuve est composée d'un corps de cuve et d'un couvercle (figure 1). Le corps de cuve des réacteurs 900 MWe est un ensemble mécano-soudé de grande dimension, environ 13 mètres de haut et 4 mètres de diamètre pour un poids de 330 tonnes. Il est relié aux trois boucles du circuit primaire via six tubulures. Le fond de la cuve ainsi que le couvercle sont munis de traversées permettant le passage de l'instrumentation du cœur et des mécanismes de commande des grappes.

La cuve est constituée de pièces forgées et usinées (figure 2) : viroles (B et C), calotte de fond (F), brides (A et E) et tubulures (G et H). Ces pièces sont en acier faiblement allié (nuance 16MND5), soudées entre elles et protégées de la corrosion par un revêtement mince (7 mm) en acier inoxydable déposé par soudage sur la surface intérieure. L'épaisseur de la partie cylindrique de la cuve atteint 200 mm.

La cuve de l'EPR

De conception basée sur le même principe que les réacteurs précédents, la cuve du réacteur EPR comporte néanmoins certaines évolutions qui lui sont spécifiques.

Bien que les opérations de soudage soient réglementées et particulièrement surveillées, il est souhaitable de limiter le nombre de soudures d'un équipement sous pression car celles-ci constituent des discontinuités au sein du métal, dans lesquelles peuvent apparaître des défauts tendant à en fragiliser la structure. C'est pourquoi la virole porte-tubulure de la cuve EPR est une pièce unique (163 tonnes) se substituant aux deux pièces - virole porte-tubulure (B) et bride de cuve (A) - qui équipaient les cuves de générations précédentes. Cependant, le nombre de soudures reste globalement le même car la cuve EPR est plus volumineuse que les précédentes, pour répondre aux spécifications résultant de l'augmentation de puissance par rapport aux réacteurs précédents. Ainsi, la zone de cœur est toujours composée de deux viroles de cœur (malgré l'intérêt métallurgique de n'en avoir qu'une), les forgerons étant pour l'instant dans l'incapacité industrielle de forger en une pièce unique une virole d'un tel diamètre sur une telle longueur.

Executive Summary

In pressurized water nuclear power plants, heat is produced by the fission of the uranium cores, a constituent of the fuel rods placed in the reactor core. This core formed by the set of fuel assemblies is contained in the reactor vessel.

As a part of the second confinement barrier of the radioactive elements, the vessel enables the reactor core to be cooled by the primary fluid, to be controlled by the control rods, and to be supervised. Its role is of prime importance for the safety of the plant.

Its integrity must therefore be guaranteed and must be demonstrated under all operating conditions and for the entire duration of its operation. Contrary to other devices of the primary circuit, like the steam generators, the replacement of a vessel is not an operation considered by EDF. The working life of the facility is consequently linked to the justification of the suitability of the vessel's use.





Figure 1 : cuve et couvercle en cours de fabrication

Une seconde évolution concerne la jonction des tubulures (G et H) sur la cuve. Dans le passé, les tubulures étaient insérées puis soudées dans la virole porte-tubulure (B) : les plans de soudures étaient horizontaux et traversaient toute l'épaisseur de la cuve ; c'était la technique dite "set-in". Pour l'EPR, les tubulures sont soudées en "set-on", c'est-à-dire contre la virole : les plans de soudures sont maintenant verticaux et ne traversent plus la cuve. La technique "set-on" a cependant nécessité le développement d'un dispositif de soudage très imposant, capable de faire pivoter la virole porte-tubulure au cours du soudage pour réaliser la soudure dans une position adéquate.

En cas d'accident dans une centrale nucléaire, il est primordial d'assurer le refroidissement par noyage du cœur afin d'éviter sa fusion. C'est dans cet objectif que la distance entre le haut du cœur et l'axe des tubulures a été augmentée afin de garder une quantité plus importante d'eau recouvrant le cœur. C'est aussi dans cet objectif que tous les piquages de pénétration de l'instrumentation en fond de cuve ont été supprimés, limitant ainsi le risque de fuite au point le plus bas du circuit de refroidissement du cœur et donc de vidange de la cuve. Les instrumentations sont désormais déportées sur le couvercle de la cuve.

Explications sur les défauts sous revêtement

Les défauts sous revêtement (DSR) sont des fissures dans le métal de base de la cuve – c'est-à-dire en dehors des soudures - situées juste sous le revêtement en acier inoxydable. Elles se sont formées lors de la fabrication des cuves, pendant le refroidissement consécutif à la pose du revêtement, par un phénomène de fissuration à froid.

Ce phénomène de fissuration à froid a été observé dès 1978, lors de la fabrication de plaques tubulaires de générateurs de vapeur et de tubulures de cuve. Depuis 1985, les tubulures des cuves considérées comme sensibles à ce phénomène ont été régulièrement contrôlées, ce qui a permis de détecter puis de suivre un certain nombre de DSR de tubulures de cuve.

Concernant les viroles de cuve, les contrôles effectués à la fabrication n'avaient rien révélé et elles n'étaient théoriquement pas concernées par ce type de défaut ; moins massives que les tubulures, le risque d'apparition y était considéré comme très faible. Cependant les contrôles effectués en exploitation, lors des visites décennales, ont mis en évidence quelques DSR sur un nombre limité de viroles de cuves, en particulier celle du réacteur 1 de la centrale du Tricastin.

La découverte de DSR et l'étude du phénomène de fissuration à froid ont amené le constructeur à faire évoluer ses modes opératoires de revêtement par soudage, pour empêcher l'apparition de ces défauts. Ces évolutions ont été mises en œuvre à la fin du programme de fabrication des réacteurs du palier 900 MWe et ont donc bénéficié aux réacteurs des générations suivantes. Les défauts présents sur des cuves de réacteurs en fonctionnement font l'objet d'une attention particulière, notamment dans le cadre du programme d'inspection des cuves qui ont permis de constater qu'aucune évolution de ces fissures ne s'est produite depuis la mise en service des réacteurs.

Vieillissement sous irradiation

Le cœur du réacteur est refroidi par l'eau du circuit primaire principal dont la pression est égale à 155 fois la pression atmosphérique. L'eau entre dans la cuve à une température de l'ordre de 290 °C et en ressort à environ 325 °C en évacuant l'énergie produite par le cœur. La cuve d'un réacteur à eau sous pression est donc soumise aux conditions de température et de pression du circuit primaire principal, ainsi qu'à l'irradiation neutronique engendrée par les réactions nucléaires se produisant dans le cœur. Ces réactions se traduisent notamment par l'émission de neutrons d'énergie importante.

Une partie des neutrons émis parviennent jusqu'à la cuve ; ils entrent en collision avec les atomes de l'acier de la cuve et, sous l'effet du choc, créent des désordres au sein de la structure microscopique du métal. Ces désordres, en s'accumulant au fil du temps, constituent

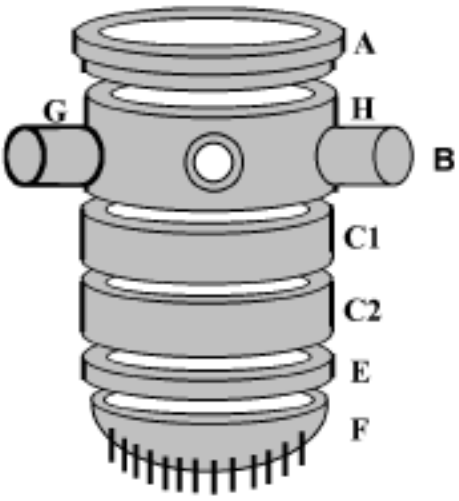


Figure 2 : pièces constitutives du corps de cuve

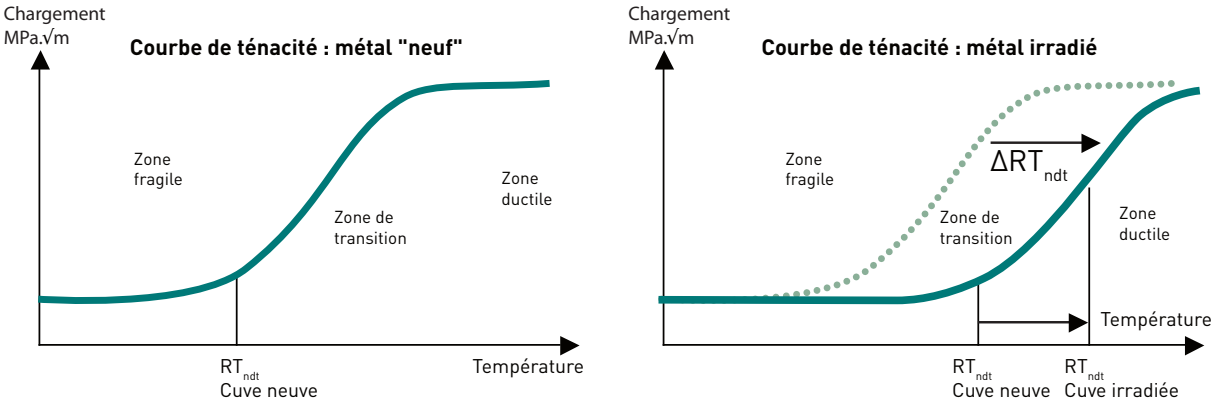


Figure 3 : effets de l'irradiation sur la ténacité du matériau de la cuve

le dommage d'irradiation. Les viroles de cœur constituant la partie cylindrique de la cuve située au niveau du cœur sont, de par leur proximité avec le combustible, particulièrement touchées par ce phénomène.

Ce dommage d'irradiation provoque une augmentation de la dureté ainsi qu'une augmentation des caractéristiques de traction, limite d'élasticité et charge à la rupture. Le dimensionnement de l'épaisseur de la cuve qui repose sur le respect d'une contrainte admissible définie à partir des caractéristiques de traction de l'acier n'est donc pas remis en cause par le dommage d'irradiation.

En revanche, l'augmentation des caractéristiques de traction s'accompagne d'une fragilisation du matériau, se manifestant par une diminution de la ténacité de l'acier de cuve notée K_{IC} : cela signifie que sa capacité à résister à un effort mécanique en présence d'un défaut, qui dépend fortement de la température, diminue avec l'importance de l'irradiation, donc avec la durée d'exploitation du réacteur. En d'autres termes, la température en dessous de laquelle l'acier de la cuve a un comportement fragile - représentée par la température de transition RT_{NDT} – augmente au cours de l'exploitation du réacteur (figure 3). L'hypothèse de la rupture de la cuve n'ayant pas été retenue à la conception des réacteurs à eau sous pression pour la définition et le dimensionnement des systèmes de sauvegarde, la fragilisation due à l'irradiation ne doit en aucun cas conduire à un risque de rupture de la cuve en situation normale ou accidentelle. Cette fragilisation sous irradiation doit donc, pour rester acceptable, conduire, jusqu'à la fin de l'exploitation du réacteur, à une ténacité du matériau suffisante pour permettre la justification de la résistance à la rupture brutale de la cuve en toute situation de fonctionnement, compte tenu de marges de sécurité prévues par la réglementation française. Si tel n'est plus le cas, le haut niveau de sûreté exigé pour la cuve n'est plus garanti et la mise à l'arrêt définitif du réacteur doit être effectuée.

Les effets de nombreux modes d'endommagement sont étudiés à la conception des équipements (instabilité plastique, déformation excessive, fatigue, corrosion...). Le dommage par irradiation ayant un impact sur le risque de rupture fragile, mode d'endommagement dimensionnant pour l'analyse mécanique de la cuve, il est particulièrement étudié et surveillé.

Programme de surveillance de l'irradiation

Le phénomène de fragilisation sous irradiation étant connu depuis plusieurs décennies, l'irradiation et l'évolution des caractéristiques mécaniques de l'acier des cuves du parc français font l'objet, depuis l'origine, d'un programme de surveillance de l'irradiation (PSI). Imposé à l'origine dans la réglementation française[1], il a été décliné spécifiquement sur chaque cuve, dès leur fabrication.

Le PSI est un élément essentiel de l'analyse de la tenue en service des cuves. Il permet de vérifier en permanence la validité des hypothèses utilisées dans la démonstration de l'intégrité de la cuve en toute situation de fonctionnement : niveau d'irradiation, effets du vieillissement sur les métaux, formules de prévision du vieillissement et caractéristiques des matériaux.

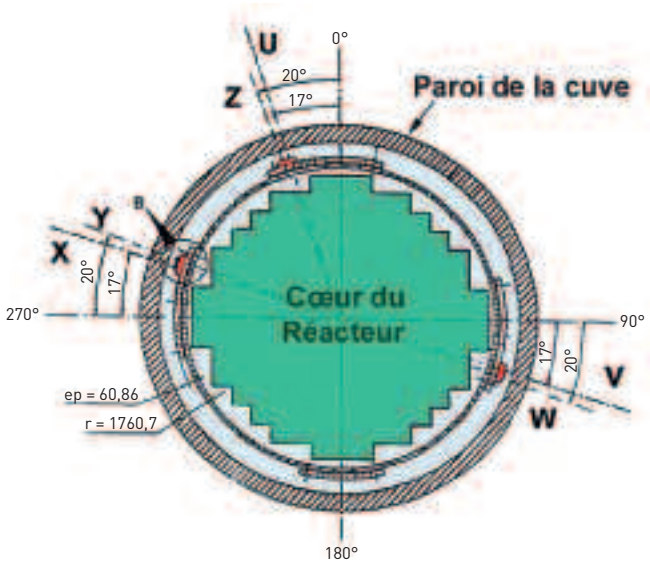
Le PSI est basé sur l'étude d'une série d'éprouvettes d'essais mécaniques qui ont été insérées dans le réacteur avant sa mise en service, et qui sont prélevées périodiquement au cours de l'exploitation du réacteur. Ces éprouvettes servent à réaliser en laboratoire "chaud" - où sont manipulés des matériaux irradiés - des essais de résilience, de traction et de ténacité.

Ces éprouvettes sont disposées dans des capsules insérées dans le réacteur et réparties en périphérie du cœur à une distance plus proche du cœur que ne l'est la surface intérieure de la cuve (figure 4). Ces capsules sont ainsi soumises à un flux de neutrons plus important que la paroi de la cuve. Elles sont irradiées plus rapidement que la cuve et permettent donc de connaître à l'avance ce que deviendront les caractéristiques de l'acier de cuve.

Connaissant la composition chimique de chaque virole de cœur et la fluence maximale d'irradiation pendant toute la

1. Article 41 de l'arrêté du 26 février 1974 relatif à la construction du circuit primaire principal des chaudières nucléaires à eau, puis article 12 de l'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.





Calendrier de retrait							
Repère des capsules	Non irradiée	U	V	Z	Y	W*	X*
Temps de séjour en réacteur (an)	0	4	7	9	14	15	13
Temps équivalent cuve (an)	–	11,2	19,5	28,1	39,1	> 40	> 40

*Capsules de réserve

Figure 4 : emplacement des capsules du PSI dans un réacteur 900 MWe CPY

vie du réacteur (la fluence F, exprimée en neutron. cm^{-2} correspond à la quantité maximale de neutrons d'énergie supérieure à 1 MeV reçue par unité de surface de la cuve au cours de la durée de fonctionnement considérée), la température de transition RT_{NDT} correspondant à la fin de vie de la virole est alors estimée de la façon suivante :

RT_{NDT} en fin de vie = RT_{NDT} en début de vie + $\Delta(RT_{NDT})$

La RT_{NDT} initiale des viroles de cœur d'une cuve est mesurée lors de la fabrication. Le décalage de la température de transition lié à l'irradiation dans le temps, ΔRT_{NDT}, est une grandeur qui représente la fragilisation de la cuve et que l'on évalue à partir de formules de prévision empiriques qui font intervenir la fluence et les teneurs des principaux éléments favorisant la fragilisation sous irradiation de l'acier de la cuve : phosphore (P) - cuivre (Cu) - nickel (Ni).

Par définition, une cuve neuve a une fluence et une fragilisation ΔRTNDT nulles. Après 40 ans d'exploitation, les études prévoient :
– une fluence de l'ordre de $6{,}5.10^{19}$ neutron.cm^{-2} (valeur maximum retenue aujourd'hui pour toutes les cuves) ;
– une fragilisation conduisant à des RT_{NDT} après irradiation de l'ordre de 40 °C à 80 °C (une valeur propre a été établie pour chaque cuve).

Le PSI permet de vérifier que la fragilisation mesurée par le décalage de température de transition ΔRT_{NDT} reste inférieur à la fragilisation prévisionnelle donnée par les formules empiriques.

Les résultats des capsules des réacteurs de 900 MWe représentant 40 années d'irradiation ont été récemment intégrés à l'examen de la justification de l'aptitude au service des cuves de ces réacteurs. Des capsules complémentaires ont également été introduites afin de disposer d'informations sur les caractéristiques mécaniques des cuves au-delà de 40 années d'exploitation. Sont également pris en compte des éléments nouveaux résultant d'expertises, d'études et de programmes de recherche importants dont certains sont toujours en cours.

Programme d'inspection

Lors des visites décennales, la cuve du réacteur fait l'objet de nombreux examens non destructifs automatisés :
– inspections télévisuelles ;
– contrôles ultrasonores ;
– examens radiographiques ;
– examens par ressuage et contrôles par courants de Foucault des goujons et écrous.

Une grande partie des examens non destructifs effectués sur le corps de la cuve (ultrasonores, gammagraphiques et télévisuels) est réalisée à l'aide de la Machine d'Inspection en Service (MIS). La MIS, qui mesure 10 m de haut et pèse environ 12 tonnes, se positionne à l'intérieur de la cuve remplie d'eau et permet de réaliser les contrôles dans la cuve (métal de base des viroles de cœur et joint soudé, ainsi que sous le revêtement) et dans les tubulures (parties courantes, coins et arrondis de tubulure).



Figure 6 : machine d'inspection en service et zones contrôlées

Le contrôle complet de la cuve dure 9 jours (en 3 x 8 heures).

La figure 6 présente un schéma de la MIS en position dans la cuve ainsi que les zones qu'elle permet de contrôler.

Dans le cas particulier du suivi des DSR du réacteur 1 de Tricastin, une visite supplémentaire de la zone de cœur est programmée entre chaque visite décennale.

Par ailleurs, les soudures circulaires entre les autres viroles cylindriques de la cuve sont également contrôlées par ultrasons au titre de la défense en profondeur.

Pour la zone de cœur, ces contrôles ont pour objectif de détecter des défauts (DSR ou autres) qui n'auraient pas été vus ou qui seraient apparus depuis le dernier contrôle (l'ensemble de la zone est contrôlé), et de vérifier l'absence d'évolution des défauts existants.

Conclusion

La cuve est un composant qui revêt un caractère particulier, d'une part parce que sa rupture n'est pas postulée dans les études de sûreté et d'autre part parce que son remplacement n'est pas techniquement envisageable. Elle fait donc l'objet d'un suivi particulier.

Sa conception a peu évolué depuis les premiers réacteurs mais des améliorations ont été apportées, permettant de limiter le nombre de soudures sur cet équipement, et ce malgré l'augmentation de la taille de cet équipement accompagnant les augmentations de puissance des réacteurs successifs. Le retour d'expérience a également été pris en compte afin d'améliorer les procédés de fabrication et limiter la présence de défauts.

Dans le cadre de la poursuite d'exploitation des réacteurs de 900 MWe après leur troisième visite décennale, la démonstration de la tenue mécanique des cuves a fait l'objet d'une attention particulière de la part de l'ASN et l'IRSN. D'importants travaux ont été réalisés par EDF dans le but de démontrer que les incertitudes liées à la complexité des phénomènes en jeu sont couvertes par les marges prévues à la conception et exigées par la réglementation. Ces études, ainsi que les résultats des nombreux contrôles effectués lors des visites décennales et les données issues du programme de suivi de l'irradiation permettront de s'assurer de l'aptitude au service des cuves des réacteurs pour les dix années à venir. ■



LES ÉQUIPEMENTS

Un enjeu de sûreté majeur : s'assurer de l'intégrité des tubes des générateurs de vapeur

A major safety issue: ensure the integrity of steam generator pipes

par Simon Genet, chargé d'affaires à la Direction des équipements sous pression nucléaires, Autorité de sûreté nucléaire (ASN)

Les générateurs de vapeur sont des échangeurs de chaleur entre l'eau du circuit primaire et l'eau du circuit secondaire. Chaque réacteur possède trois ou quatre boucles de circuit primaire, et dispose d'un générateur de vapeur sur chacune de ces boucles. Suivant les modèles, les dimensions d'un générateur de vapeur peuvent atteindre 22 mètres de haut et 5 mètres de diamètre, pour un poids de 440 tonnes.

La surface d'échange entre le circuit primaire et le circuit secondaire est constituée d'un faisceau tubulaire, composé selon les modèles de 3300 à 5600 tubes en U, qui confine l'eau du circuit primaire et permet un échange de chaleur en évitant tout contact entre les fluides primaire et secondaire. La surface d'échange est comparable à la superficie d'un terrain de football pour chaque générateur de vapeur.

L'intégrité du faisceau tubulaire des générateurs de vapeur est un enjeu important pour la sûreté. En effet, une dégradation du faisceau tubulaire peut générer une fuite du circuit primaire vers le circuit secondaire. De plus, la rupture d'un des tubes du faisceau dans un scénario accidentel conduirait à contourner l'enceinte en béton du réacteur qui constitue la troisième barrière de confinement (voir encadré). Or, les tubes de générateur de vapeur sont soumis à plusieurs phénomènes de dégradation. Depuis leur mise en service, on a recensé sur les générateurs de vapeur du parc français d'EDF

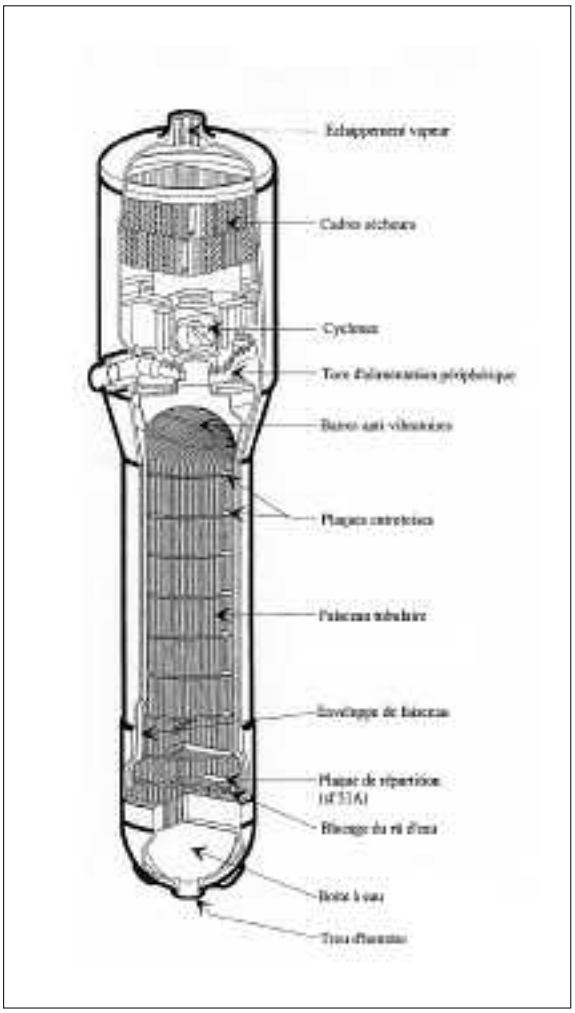


Figure 1 : générateur de vapeur de type 51

47 fuites primaire/secondaires dues à des dégradations de tubes, dont les conséquences ont été limitées, mais aucune rupture complète de tube.

Un équipement très surveillé

Les générateurs de vapeur font l'objet d'un programme spécifique de surveillance en exploitation, établi par EDF et révisé périodiquement. Ce programme de surveillance est exigé par l'arrêté du 10 novembre 1999 relatif à la surveillance de l'exploitation du circuit primaire principal

Executive Summary

The steam generator is a pressured vessel equipment that allow the thermal transfer between the main and the secondary's principals circuit of the nuclear plant. It has a safety issue too since it is a bypass between the second and the third barrier of confinement.

The steam generator bundle tube is concerned by numerous active mechanisms of degradation, and is controlled regularly according to a specific program of maintenance.

This paper describes the main mechanisms of degradation, and the techniques, probes and strategies to treat them.

Due to the alloy used for the fabrication of the steam generators tubes, it is necessary to replace some of the older EDF's steam generators, and to take actions to preserve the integrity of those equipments in waiting steam generators with more stress corrosion cracking resistant components.

et des circuits secondaires principaux des réacteurs nucléaires à eau sous pression. Les tubes du générateur de vapeur peuvent principalement être affectés d'usures mécaniques, de corrosion intergranulaire, et de fissures de corrosion sous contrainte ou de fatigue. En dehors du faisceau tubulaire, le générateur de vapeur est un équipement qui connaît peu de phénomènes de dégradations actifs, ceux-ci étant en général similaires à ceux observés sur les autres équipements sous-pression du circuit primaire principal : fissuration dans les zones en Inconel, fuite de piquages et de tuyaux de purges, etc.

Les phénomènes à l'origine des dégradations des tubes de générateur de vapeur sont, dans l'ensemble, connus et bien maîtrisés : c'est l'un des avantages du parc électronucléaire français que d'avoir des équipements relativement standardisés, ce qui permet de pouvoir bénéficier d'un retour d'expérience applicable à l'ensemble des réacteurs. Le corollaire est que la découverte d'un nouveau mode de dégradation – et la nature a été très imaginative sur les générateurs de vapeur ces dernières années – est susceptible de concerner l'ensemble des générateurs de vapeur du parc.

Une palette étendue de moyens de contrôle

Les exploitants disposent de plusieurs moyens pour aller contrôler les tubes un à un. Les sondes utilisées dans le cadre du programme de surveillance des tubes sont principalement des sondes utilisant les courants de Foucault. Ces sondes ont l'avantage d'avoir une cadence de contrôle élevée, ce qui est nécessaire lorsqu'il s'agit de contrôler les presque 6000 tubes d'un générateur de vapeur au cours d'un arrêt de réacteur. Lorsque ces sondes détectent un défaut qu'elles ne sont pas en mesure de caractériser finement, ou lorsqu'un signal sort de l'ordinaire, les exploitants disposent d'autres outils permettant une caractérisation plus fine des défauts : des sondes par ultrasons, des caméras permettant de visualiser l'intérieur ou l'extérieur d'un tube, des prises d'empreinte des tubes, ou d'autres technologies de sonde par courants de Foucault spécialisées dans la caractérisation d'un type de défaut. Il est également possible d'extraire un tube pour réaliser des examens plus poussés, comme par exemple des expertises métallurgiques ou des tests d'éclatement destinés à vérifier la tenue à la pression des tubes atteints de défauts.

L'ensemble des tubes n'est pas contrôlé à chaque arrêt : des taux d'échantillonnage sont définis dans les programmes de surveillance pour chaque type de GV, qui prennent en compte la nature du matériau constitutif des tubes, et des dégradations actives sur celui-ci.

Les moyens de contrôle utilisés dans le cadre du programme de surveillance sont qualifiés par une commission de qualification au titre de l'arrêté du 10 novembre 1999. Cette procédure vise à démontrer que les performances du contrôle sont suffisantes pour atteindre les objectifs attendus. Il est toutefois possible d'utiliser des moyens non qualifiés, exceptionnellement à titre d'expertise ou lors d'une période transitoire lorsqu'un nouveau type de défaut est détecté et que les sondes qualifiées se révèlent insuffisantes. La réalisation de ces examens est alors encadrée et ces moyens de contrôle auront vocation à être qualifiés si leur utilisation sort du cadre de l'exceptionnel.

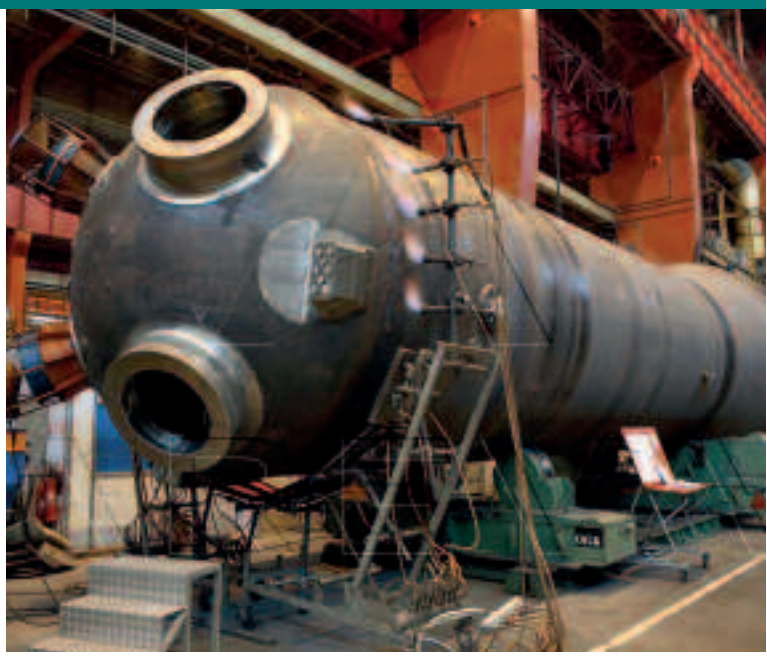


Figure 2 : générateur de vapeur en cours de fabrication

Le traitement des dégradations affectant les tubes de générateur de vapeur

Lorsqu'un mécanisme de dégradation "nouveau" est détecté par les sondes ou suite à une fuite sur un tube, l'exploitant passe en revue ses moyens de contrôle pour caractériser au mieux la morphologie du défaut et déterminer les mécanismes de dégradation en jeu. Il peut également extraire le tube concerné du générateur de vapeur, pour procéder à des expertises par essais destructifs. Dans certains cas, un programme de recherche et développement est nécessaire pour affiner la connaissance du phénomène en jeu et déterminer sa cinétique de propagation. Les résultats de ces contrôles et études permettent ensuite d'adapter le programme de surveillance à ce nouveau type de dégradation, et de développer de nouveaux moyens de contrôle. Des traitements préventifs, notamment par bouchage de tubes, peuvent être mis en place, parfois à titre conservatoire avant réalisation des études, si cela s'avère nécessaire.

Pour les mécanismes de dégradation connus, l'exploitant définit une taille de défaut critique qui correspond au défaut maximum pouvant être laissé en l'état dans le générateur de vapeur au vu de sa nocivité et de sa vitesse de propagation dans le tube. Si les contrôles du programme de surveillance détectent un défaut dont la taille est supérieure à la taille du défaut critique pouvant être laissé en service, le tube est obturé avec un bouchon pour éviter tout risque de fuite primaire/secondaire.



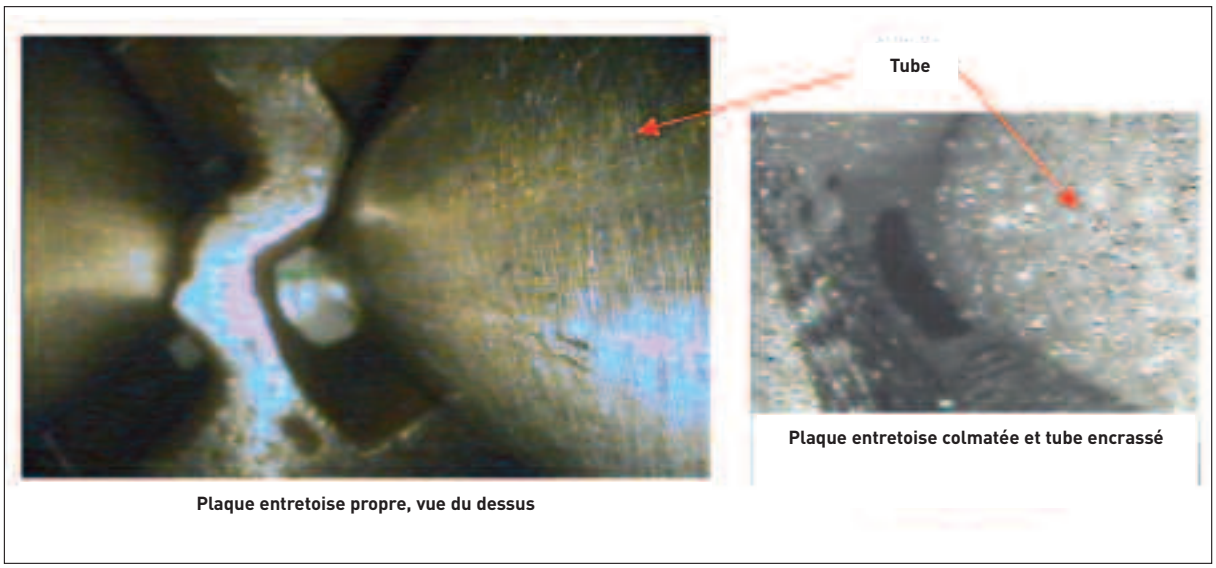


Figure 3 : colmatage des plaques entretoises et encrassement généralisé

Les principaux mécanismes de dégradation des tubes

La corrosion

Les tubes de générateur de vapeur du parc électronucléaire français sont constitués d'un alliage à base de nickel : l'Inconel. La nuance utilisée sur les premiers générateurs de vapeur, l'Inconel 600 MA (sans traitement thermique) s'est montrée sensible au phénomène de corrosion sous-contrainte. Des fissures apparaissent tant en peau interne qu'en peau externe des tubes, dans les zones où résident de fortes contraintes résiduelles dues aux procédés de fabrication ou à l'environnement direct des tubes.

Par exemple, le dudgeonnage[1] des tubes dans la plaque tubulaire induit de fortes contraintes résiduelles au niveau du pied des tubes en peau interne qui peuvent déclencher l'amorçage et la propagation de fissures longitudinales. Sur les générateurs de vapeur en alliage 600 MA actuellement en service, les faisceaux tubulaires peuvent avoir jusqu'à 60 % de leurs tubes affectés par une ou plusieurs indications de fissures longitudinales liées à ce phénomène. Ce phénomène est aujourd'hui bien connu et les tubes présentant les défauts les plus nocifs ont été obturés. EDF procède de plus au remplacement des générateurs de vapeur constitués de cet alliage.

Pour éviter ces phénomènes de dégradation, les matériaux utilisés pour fabriquer les tubes de générateur de vapeur ont évolué. Dans un premier temps, un traitement thermique à été appliqué à l'alliage Inconel 600 pour réduire les contraintes résiduelles de fabrication. L'Inconel 600 traité thermiquement reste sensible à la corrosion sous contrainte, mais les temps d'amorçage des défauts sont plus élevés. Les générateurs de vapeur les plus récents utilisent une nuance de matériau différente, l'Inconel 690, réputé beaucoup moins sensible à la corrosion sous contrainte.

Les usures mécaniques

Le frottement mécanique d'un tube avec une structure de support ou un corps migrant (ex : un écrou tombé dans le circuit secondaire) peut être à l'origine d'une usure mécanique du tube. 18 des 47 fuites primaire/secondaire recensées en France sont imputables à ces usures mécaniques. L'exploitant met en œuvre des mesures visant à prévenir l'apparition de corps migrants dans le circuit secondaire et doit les extraire dès qu'ils sont détectés lorsque cela est possible.

La propreté des circuits

Outre les corps migrants, le circuit secondaire pourvoit différents types d'oxydes métalliques qui viennent s'accumuler dans les générateurs de vapeur. En effet, le tronçon de circuit qui relie les condenseurs à l'entrée du générateur de vapeur transporte de l'eau sous forme liquide que le générateur de vapeur transforme en vapeur et qui ne transporte pas les oxydes. Ces oxydes peuvent se déposer sous forme de "boues" en pied de tubes, ou venir se déposer uniformément sur les tubes (encrassement) ou dans les passages d'eau des plaques entretoises qui maintiennent les tubes.

Les boues en pied de tube peuvent se durcir avec le temps et engendrer des strictions des tubes, ce qui induit une augmentation des contraintes dans ceux-ci, et peut entraîner l'apparition de fissuration par corrosion sous contrainte.

Le phénomène de colmatage des plaques entretoises et d'encrassement des tubes est à l'origine des quatre dernières fuites primaire/secondaires sur le parc français recensées depuis 2004, sur les centrales de Cruas et Fessenheim. La diminution de la surface des passages

1. Réalisation d'une liaison mécanique résistante entre le tube et la plaque par expansion et déformation du tube dans la plaque.

d'eau modifie les écoulements de fluide secondaire et peut entraîner une mise en vibration des tubes, qui atteignent un état de ruine par fatigue vibratoire en l'espace de seulement quelques heures.

Depuis quelques années EDF procède à des nettoyages chimiques de ses générateurs de vapeur les plus atteints, avec pour objectif de dissoudre et d'éliminer les boues, l'encrassement, et le colmatage, et de ramener ses équipements dans un état le plus proche possible de l'état prévu en conception.

Les maux des remèdes

Les interventions visant à rétablir un niveau acceptable de sûreté des générateurs de vapeur peuvent entraîner de nouveaux problèmes. Par exemple, les premières opérations de nettoyage chimique n'ont pas été complètement maîtrisées, et le déversement des réactifs chimiques sur les plaques entretoises supérieures a endommagé ces dernières. Des morceaux de plaque entretoise ont été fortement corrodés. Si les procédés ont été améliorés pour tenir compte du retour d'expérience, ils ne sont pas encore parfaits et les nettoyages chimiques les plus récents ont par exemple contribué à la déposition d'un film d'oxyde de cuivre pouvant potentiellement perturber l'efficacité des sondes et masquer des défauts.

Une des principales dispositions préventives est le bouchage des tubes de générateur de vapeur affectés de défauts. En 2008, des bouchons expansés dans les tubes pour isoler ceux-ci du circuit primaire suite à l'application du programme de surveillance se sont détachés en cours de cycle. Dans une telle situation, l'éjection du bouchon est susceptible de conduire à un accident de rupture de tube de générateur de vapeur. L'ASN a donc demandé à EDF de procéder à un contrôle de l'ensemble des bouchons mis en place et de réaliser un programme d'études visant à déterminer l'origine du phénomène.

Finalement, les générateurs de vapeur les plus dégradés présentent un fort taux de bouchage des tubes, ce qui contribue à diminuer le débit du fluide primaire et à diminuer les capacités d'échange thermique. Les conséquences négatives sur le refroidissement du cœur du réacteur conduisent à limiter le taux de bouchage à une valeur qui permet de garantir le fonctionnement du réacteur dans toutes les situations.

Programme de remplacement des générateurs de vapeur

Depuis le début des années 1990, EDF mène un programme de remplacement des générateurs de vapeur dont les faisceaux tubulaires sont les plus dégradés. Ce programme se poursuit au rythme moyen d'un réacteur chaque année. Fin 2009, huit des trente-quatre réacteurs de 900 MWe seront encore équipés de générateurs de vapeur avec faisceaux tubulaires en Inconel 600 MA, principalement affectés de fissurations par corrosion sous contrainte.

Conclusion

Les générateurs de vapeur sont des équipements "vivants", dans le sens où ils sont le lieu de multiples phénomènes qui doivent être suivis en continu. Ils bénéficient d'un important retour d'expérience en termes de dégradations, et ce retour d'expérience continue d'être alimenté par des événements récents. Certaines problématiques dont on pensait qu'elles avaient été traitées ont par ailleurs récemment ressurgi, comme par exemple l'apparition de fissures circonférentielles de corrosion sous contrainte en pied de tube dans la zone des boues sur le réacteur de Belleville 2 à l'été 2009.

Le vieillissement des installations a mis en exergue des problématiques nouvelles, comme celle du colmatage des plaques entretoises, qui n'était pas abordées lors de la conception des équipements et dont la surveillance n'était pas assurée. Il a fallu plusieurs incidents de fuites de tube pour définir précisément l'origine des incidents et définir les mesures nécessaires à l'entretien des équipements.

Certaines dégradations, dont les cinétiques de propagation sont très lentes, n'ont été observées que très récemment. C'est le cas de l'apparition de fissures de corrosion sous contrainte d'orientation circonférentielle au droit des plaques entretoises à passage circulaire découvertes sur le réacteur 3 de Bugey en 2009.

L'exploitant a pris la mesure de l'état de ses générateurs de vapeur les plus anciens, et a mis en place une revue interne sur l'ensemble des problématiques liées à cet équipement. Les conclusions de cette revue interne seront transmises à l'ASN, qui pourra formuler des commentaires... en attendant le remplacement de ces équipements par des générateurs de vapeur neufs, construit dans des matériaux moins sensibles aux mécanismes de dégradations observés au fil des années.

Le retour d'expérience récent illustre bien la nécessité de rester vigilant car de nouveaux mécanismes de dégradations sont susceptibles d'apparaître qui nécessitent des adaptations permanentes des programmes de surveillance. L'ASN s'assure que les dispositions en place prennent en compte en permanence les événements les plus récents et veille à ce que les événements survenus en exploitation soient considérés lors de la conception des équipements neufs. ■



L'accident de rupture de tube(s) de générateur de vapeur dans une centrale électronucléaire de type REP

par Martial Jorel, directeur de la sûreté des réacteurs et Pascal Quentin, adjoint au directeur, Institut de radioprotection et de sûreté nucléaire (IRSN)

Malgré les dispositions prises pour les éviter, de faibles fuites des tubes des générateurs de vapeur peuvent se produire ; de telles fuites sont limitées à des valeurs prédéfinies de façon à éviter l'apparition de fuites beaucoup plus importantes pouvant aller jusqu'à la rupture complète d'un ou plusieurs tubes (accident de rupture de tube(s) de générateur de vapeur - RTGV).

La prévention des ruptures

En fonctionnement normal, en complément des contrôles réalisés lors des arrêts des réacteurs, une surveillance permanente des tubes des générateurs de vapeur est assurée en particulier par la détection et le suivi des fuites entre le circuit primaire et le circuit secondaire par différents systèmes de mesure de la radioactivité. Ces derniers permettent de détecter les substances radioactives présentes en cas de fuite dans les purges ou dans la vapeur sortant de chaque générateur de vapeur. Parmi ces substances, l'azote 16, produit d'activation présent dans la vapeur sortant du générateur, fournit la méthode la plus rapide et la plus sensible : elle permet de détecter quasi-instantanément et de suivre une fuite de l'ordre 3 à 5 l/h, d'identifier le générateur de vapeur concerné, et d'engager les actions nécessaires. En cas d'atteinte rapide d'un débit de fuite de 70 l/h entre le circuit primaire et le circuit secondaire, la mise à l'arrêt sûr de l'installation est immédiatement engagée en application des procédures de conduite accidentelle (c'est l'application de ce critère qui a conduit à l'arrêt de Cruas 4 le 11 février 2006 ; le débit de fuite est resté inférieur à 1000 l/h et un court rejet de vapeur très légèrement contaminée a eu lieu).

L'accident de rupture de tube(s) de générateur de vapeur (RTGV)

Lors d'un accident de RTGV, de l'eau du circuit primaire va passer dans le circuit secondaire en quantité importante, car la pression dans le circuit primaire est nettement supérieure à celle du circuit secondaire ; de plus, l'injection d'eau dans le circuit primaire nécessaire pour compenser la fuite et assurer le refroidissement du réacteur se fait à une pression supérieure à la pression d'ouverture des soupapes des générateurs de vapeur. Ceci peut conduire rapidement à l'ouverture de soupapes du générateur de vapeur concerné avec rejet de gaz radioactifs, voire d'eau contaminée sous forme liquide (après remplissage du générateur de vapeur). Compte tenu des conséquences possibles des rejets envisageables, il convient de limiter ceux-ci et surtout d'éviter des rejets sous forme d'eau liquide. C'est pourquoi, après identification du générateur de vapeur affecté, les opérateurs abaissent la pression dans le circuit primaire et isolent ce générateur de vapeur de façon à éviter son remplissage en eau et la propagation de la contamination.

D'après les rapports de sûreté des centrales REP françaises, la rupture complète d'un tube pourrait, en supposant de façon pessimiste qu'une soupape reste bloquée en position ouverte, conduire aux conséquences calculées suivantes :

Doses calculées pour un enfant de 1 an, à une distance de 500 m du point de rejet, pour un réacteur de 1300 MWe :

	Dose efficace (mSv)	Dose équivalente à la thyroïde (mSv)
Circuit primaire "propre"	4,3	73
Circuit primaire "fortement contaminé"[1]	10	167

1. à la valeur limite en équivalent iode 131 imposant l'arrêt du réacteur

C'est pourquoi, dans le cas où les alarmes en salle de conduite feraient suspecter une rupture de tube(s) de générateur de vapeur alors que le circuit primaire est fortement contaminé, la mise en œuvre du plan particulier d'intervention (PPI) serait déclenchée en mode réflexe entraînant la mise à l'abri, par déclenchement de sirènes, des populations dans un rayon de 2 à 3 km.

Il faut néanmoins souligner qu'une "simple" rupture de tube avec un circuit primaire "propre" et sans soupape bloquée (cas de loin le plus probable) ne conduirait qu'à des doses faibles (0,07 mSv en dose efficace et 0,8 mSv en dose à la thyroïde) bien inférieures aux doses nécessitant la mise en œuvre de mesures de protection des populations. Même dans ce cas, des mesures de radioactivité seraient toutefois réalisées dans l'environnement proche de la centrale à titre de vérification.

Retour d'expérience

Plus d'une dizaine de RTGV se sont produites dans le monde au cours de l'exploitation de réacteurs REP. Les conséquences de ces ruptures ont été limitées à des rejets de gaz radioactifs essentiellement des gaz rares (circuit primaire "normalement contaminé").

La dernière rupture complète de tube a affecté en 1991 un réacteur de la centrale japonaise de Mihama, de conception Westinghouse. Les contrôles réalisés ont mis en évidence un défaut de positionnement de barres antivibratoires, conduisant à une absence de supportage de certains tubes. La rupture a résulté d'un phénomène de fatigue vibratoire à grand nombre de cycles. ■

LES ÉQUIPEMENTS

La R&D sur les matériaux des composants du circuit primaire principal : programmes expérimentaux et simulation pour comprendre, modéliser et prévoir le vieillissement

Research on and development of materials used in components of the main circuit: experimental programmes and simulation to understand, model and plan for ageing

par **Jean-Paul Massoud**, chef du groupe métallurgie du département MMC – R&D EDF, **Hervé Noé**, Service d'études et projets thermiques et nucléaires – SEPTEN et **Claude Pages**, Unité d'ingénierie en exploitation – UNIE – EDF

Comme dans toute installation industrielle les matériaux des chaudières nucléaires à eau sous pression (REP) sont soumis en service à des sollicitations de nature mécanique et thermique et à un environnement chimique, pour des durées de fonctionnement particulièrement longues : plusieurs dizaines d'années. De manière plus spécifique les matériaux constitutifs des composants les plus proches du combustible nucléaire sont soumis à l'irradiation (principalement par les neutrons) provenant des réactions nucléaires du cœur. Sous l'effet des conditions de service, les propriétés des matériaux sont susceptibles d'évoluer : durcissement par irradiation (sous l'effet du flux neutronique) ou par vieillissement thermique (sous l'effet de la température de fonctionnement, autour de 300 °C), amincissement par usure (sous l'effet des frottements), sensibilité à la corrosion généralisée (sous l'effet du milieu chimique) ou à la corrosion sous contrainte, etc.

Ces phénomènes sont pour la plupart pris en compte dès la conception des réacteurs : c'est le cas de la fragilisation sous l'effet du rayonnement de l'acier de cuve des réacteurs. Il est alors important de vérifier que les marges de résistance restent suffisantes dans la durée. Certains phénomènes, au contraire, sont révélés par des études postérieures à la construction comme le durcissement des aciers inoxydables austénoferritiques moulés, ou apparaissent au bout de plusieurs dizaines de milliers d'heures de fonctionnement comme la fissuration par corrosion des alliages de nickel en contact avec l'eau du circuit primaire.

La défaillance par rupture d'un composant du circuit primaire principal nécessite la conjonction de plusieurs éléments tels que (i) un défaut préalablement existant, (ii) un effort important appliqué à ce défaut et (iii) un matériau dont les propriétés initiales se sont dégradées en service. Ce dernier élément est qualifié de vieillissement. Afin de poursuivre l'exploitation des réacteurs en toute sécurité et fiabilité, il est donc indispensable de bien connaître l'évolution des propriétés des matériaux et d'être capable de la prévoir pour prendre les mesures préventives ou correctives. Ceci n'est obtenu que par une bonne compréhension des mécanismes métallurgiques à l'origine des dégradations, dans la mesure du possible validée par le retour d'expérience [Hutin, 2007].

C'est pourquoi de vastes programmes de R&D, d'abord essentiellement expérimentaux ont été engagés très tôt par EDF, souvent en collaboration avec le CEA et AREVA, voire dans le cadre de projets internationaux, afin de prévoir le comportement des matériaux et de comprendre les principaux modes de dégradation hors irradiation et sous irradiation.

Les programmes expérimentaux et modèles semi-empiriques sont de plus en plus souvent complétés par le développement de modèles à base physique et de la simulation numérique [Massoud, 2007].

Une connaissance d'abord basée sur des résultats de programmes expérimentaux et de campagnes d'essais

Les prévisions sont souvent établies de manière empirique sur une base expérimentale. Les programmes expérimentaux comportent des campagnes d'irradiations en réacteurs de recherche, des maintiens en four de

Executive Summary

The understanding of the in service behaviour of materials used in nuclear power plants, in aggressive conditions especially because of the neutron irradiation, is a major concern for the nuclear industry, and the prediction of their long term behaviour is necessary. Extensive R&D programmes were launched by EDF, often in collaboration with CEA and AREVA, even in the framework of international projects, for a better understanding and prediction of the ageing phenomena of these material under irradiation or not. One of the main result of this R&D effort is a continuous improvement in the prediction models whatever empirical, semi-empirical or physically based.



laboratoire, des essais mécaniques et de corrosion, des caractérisations microstructurales sur des matériaux identiques à ceux installés ou sur des matériaux modèles. Ces derniers contribuent à la compréhension et à la quantification élémentaire des mécanismes (par exemple étude d'alliages Fe-Cu pour identifier le rôle du Cu dans les aciers de cuve, alliages Ni-Cr-Fe pour identifier l'effet bénéfique du Cr sur la corrosion sous contrainte, etc.).

On présente ci-dessous quelques exemples de phénomènes de vieillissement étudiés, pour le circuit primaire principal : cuve, internes de cuves, tuyauterie du circuit primaire, composants en alliage de nickel.

Vieillissement thermique d'éléments de tuyauterie du circuit primaire

Le circuit primaire des réacteurs à eau pressurisée comporte des pièces moulées en acier inoxydable austéno-ferritique (coudes, piquages, volutes de pompes). La phase ferritique de cet acier biphasé est susceptible de se transformer à la température de service (par décomposition de la ferrite en zones respectivement riches en chrome et riches en fer) et d'entraîner une fragilisation du matériau. Un vaste programme de recherche et d'investigation a été engagé depuis les années'80 pour comprendre les phénomènes et pour maîtriser leurs conséquences sur la résistance des structures dans les situations normales et accidentelles [Massoud, 1997].

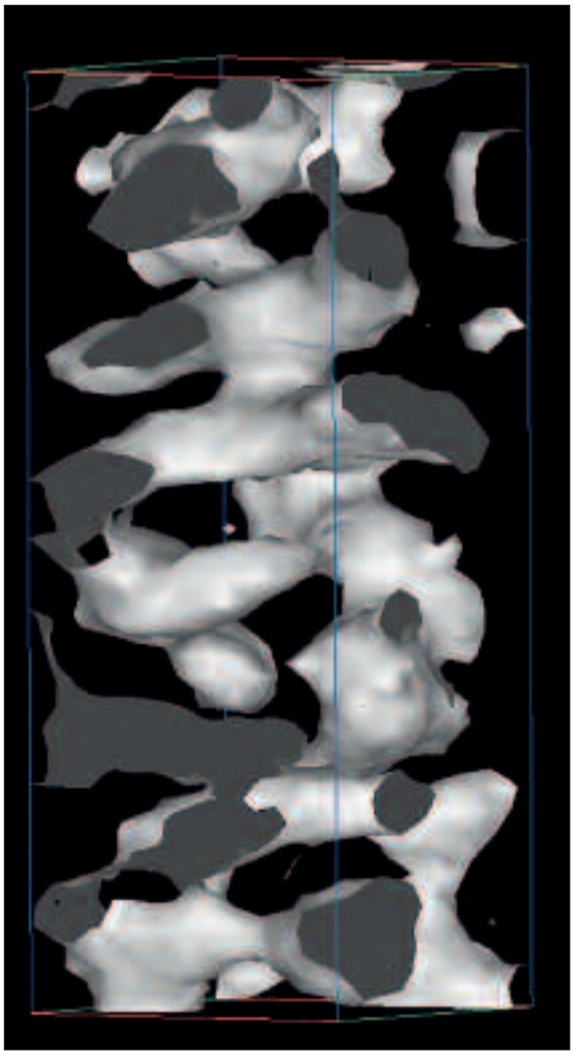


Figure 1 : image en 3-D obtenue par sonde atomique tomographique des zones riches en Cr à l'intérieur de la ferrite vieillie thermiquement, volume analysé : 15x15x50 mm

Des échantillons des aciers utilisés ont été prélevés lors de la fabrication et mis en fours pour des maintiens en températures (à des températures équivalentes, ou supérieures aux températures de service pour accélérer les phénomènes) sur des durées variables jusqu'à 24 ans. Les échantillons vieillis sont testés pour mesurer la fragilisation et leur microstructure est examinée pour en comprendre l'origine (figure 1) [Pareige, 2003]. Les essais ont permis d'établir des lois de fragilisation basées sur la composition chimique des pièces. Les nuances d'acier moulé peu sensibles au vieillissement ont ainsi été identifiées ; ce qui est exploité ensuite pour définir et réaliser les remplacements nécessaires.

Pour conforter les évaluations, des techniques d'examen applicables sur site ont été mises au point pour connaître l'état de fragilisation des pièces en service. Ainsi, une technique non destructive, fondée sur le pouvoir thermoélectrique de l'acier, est aujourd'hui validée. De même, a été développée une méthode permettant d'effectuer des essais mécaniques représentatifs sur des éprouvettes suffisamment petites pour être prélevées dans les zones en surépaisseur des pièces en service. À titre de confirmation, des composants déposés lors d'opérations de maintenance font l'objet d'expertises approfondies [Pokor, 2006].

Une fois la fragilisation du matériau connue, la deuxième étape consiste à évaluer la résistance à la rupture en présence de défauts de fabrication. Des modèles permettant de prévoir le comportement mécanique sous diverses sollicitations, ont été validés par des essais de flexion sur des coudes qui ont été vieillis thermiquement et dans lesquels des entailles ont été usinées.

Un autre volet est consacré à la mise au point de méthodes de contrôle non destructifs qui permettent de caractériser les défauts de fabrication pris en compte dans l'analyse mécanique.

Fragilisation des aciers de cuve par irradiation

L'irradiation de l'acier par les neutrons a pour effet de chasser des atomes de leur site initial dans le réseau cristallin, créant ainsi des lacunes et des atomes en position interstitielle. Les atomes interstitiels et les lacunes résiduels peuvent se regrouper sous forme d'amas qui font obstacle aux dislocations et entraînent ainsi un durcissement et par conséquent une fragilisation (figure 2).

Pour les aciers de cuve et leurs soudures, la fragilisation par irradiation se traduit par une augmentation de la température de transition fragile-ductile qui réduit son aptitude à résister aux refroidissements rapides. L'enjeu est de prévoir correctement cette fragilisation, qui dépend de la nuance et de la fabrication de l'acier (type 16MND5 pour les cuves françaises).

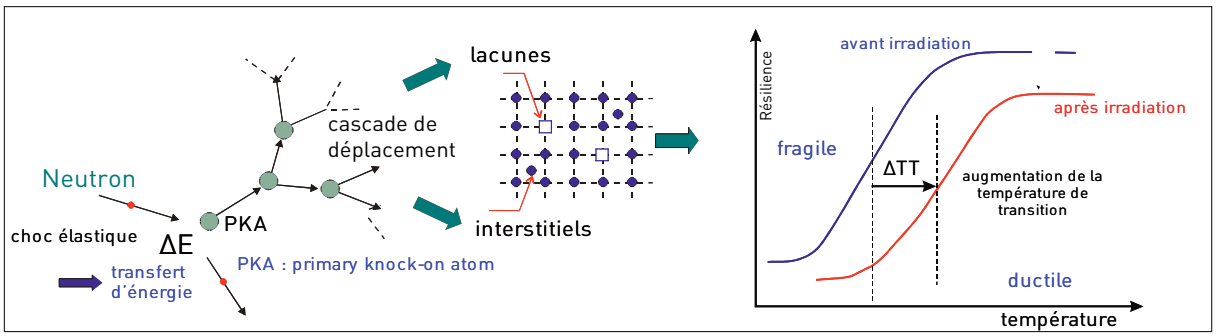


Figure 2 : fragilisation sous irradiation des aciers ferritiques. Du dommage primaire : formation de lacunes et d'interstitiels à la conséquence mécanique : augmentation de la température de transition fragile-ductile

L'évolution réelle de la fragilisation est contrôlée au travers du programme de surveillance de l'irradiation (PSI). Pour chaque cuve EDF, des éprouvettes de résilience et de ténacité, prélevées lors de sa fabrication, sont placées dans des paniers accrochés à l'enveloppe de cœur où elles reçoivent un flux supérieur à ce que reçoit la paroi de la cuve. Extraites selon un échéancier préétabli, elles sont soumises à des essais normalisés qui déterminent avec anticipation la température de transition fragile-ductile qui caractérisera l'acier de la cuve 10 ou 20 années plus tard [Akamatsu, 1993].

Ces résultats complètent les travaux de recherche théoriques et expérimentaux sur les effets de l'irradiation, engagés dès l'origine des programmes nucléaires : de très nombreuses données ont ainsi été obtenues à partir d'essais sur des matériaux irradiés dans des réacteurs expérimentaux. L'ensemble des résultats est exploité pour améliorer les modèles de prévision applicables aux durées de fonctionnement des réacteurs français jusqu'à 60 ans.

D'un point de vue microstructural les études et notamment les analyses par sonde atomique tomographique (figure 3) ont montré la formation sous irradiation d'amas de solutés riches en cuivre, nickel, manganèse, silicium, phosphore, qui contribuent à la fragilisation de l'acier soumis à irradiation neutronique [Auger, 2000]. Les mécanismes qui contrôlent la formation de ces amas ont été identifiés et font l'objet de validations par simulation numérique, traitée ci-dessous (figure 4).

Les études menées ont permis de mieux comprendre les phénomènes, permettant de conforter la prévision à long terme du vieillissement établie avec une loi semi-empirique.

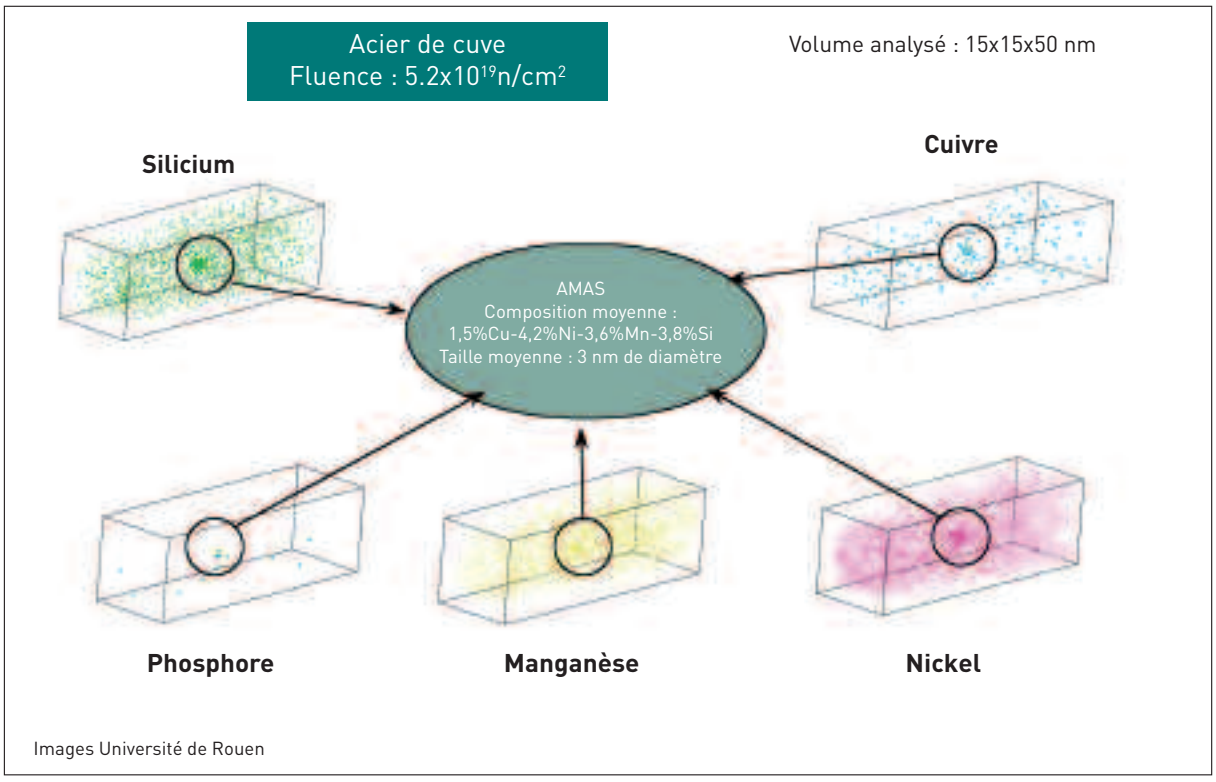


Figure 3 : analyse par sonde atomique tomographique de la microstructure d'un acier de cuve irradié. Mise en évidence de la formation sous irradiation d'amas de solutés riches en cuivre, nickel, manganèse, silicium, phosphore



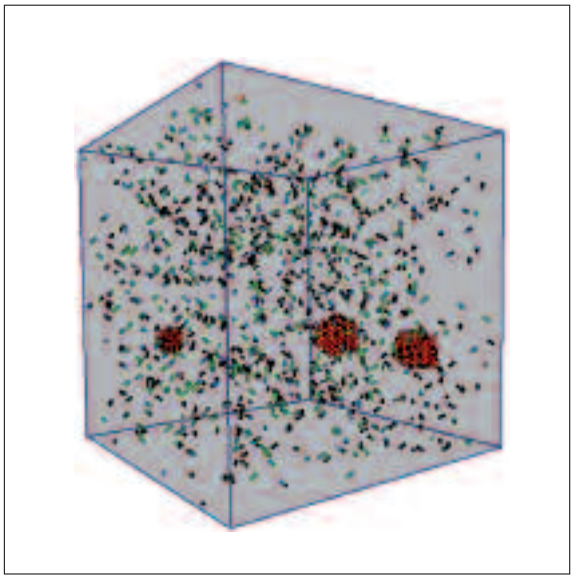


Figure 4 : simulation par méthode de Monte Carlo Cinétique de la formation des défauts d'irradiation dans un alliage Fe-Mn-Ni-Si-Cu. Dans la boîte de simulation, seuls la position des atomes de Mn (en bleu), Ni (en vert), Si (en noir) et Cu (en rouge) est indiquée

Structures internes de cuve

Un phénomène de corrosion sous contrainte assistée par l'irradiation a également affecté, sur certaines tranches, les vis en acier inoxydable austénitique fixant les tôles du cloisonnement de cœur qui suit le contour polygonal du cœur. D'importants travaux de laboratoire ont été engagés : campagnes d'irradiations en réacteurs de recherche et essais post-irradiations sur matériaux irradiés, pour prévoir le comportement de ces aciers sous irradiation et apprécier les risques d'occurrence d'autres mécanismes de dégradation (tels que le gonflement des structures sous irradiation) du fait des conditions de température et irradiation auxquelles sont soumis les internes [Pokor, 2004]. Ces programmes expérimentaux ont également pour objectif d'établir les lois de comportement validées et utilisées dans les études du comportement de ces structures.

Composants en alliage de nickel

Plusieurs composants du circuit primaire des réacteurs à eau sous pression ont été fabriqués à l'aide d'alliage 600 (alliage de nickel avec environ 15% de chrome et 10% de fer) qui s'est révélé sensible à la corrosion sous contrainte en milieu primaire. Le retour d'expérience a montré la fissuration successive des tubes des générateurs de vapeur, de certains piquages de pressuriseurs et des adaptateurs de couvercles de cuve, conduisant au remplacement à bon escient de ces composants. L'alliage 690 (alliage de nickel avec environ 30% de chrome et 10% de fer) a été testé et retenu comme matériau de remplacement.

Un important programme de recherche a été engagé pour évaluer, d'une part les risques d'occurrence du phénomène de corrosion de l'alliage 600 et, d'autre part, la nocivité des défauts qui pourraient se développer. Les études des mécanismes ont permis d'identifier que la corrosion sous contrainte résultait d'une interaction entre oxydation et déformation. L'amorçage de la fissuration a pu être modélisé en fonction des paramètres d'état de surface, de microstructure et de contraintes. Concernant les cinétiques de propagation, des lois ont été établies pour différents produits [Couvant, 2009] [Vaillant, 2007]. Les résultats expérimentaux sont régulièrement confrontés au retour d'expérience national et international afin d'en compléter l'interprétation. L'objectif des études est multiple : comprendre, modéliser, mettre au point des mesures pour supprimer le risque de fissuration par

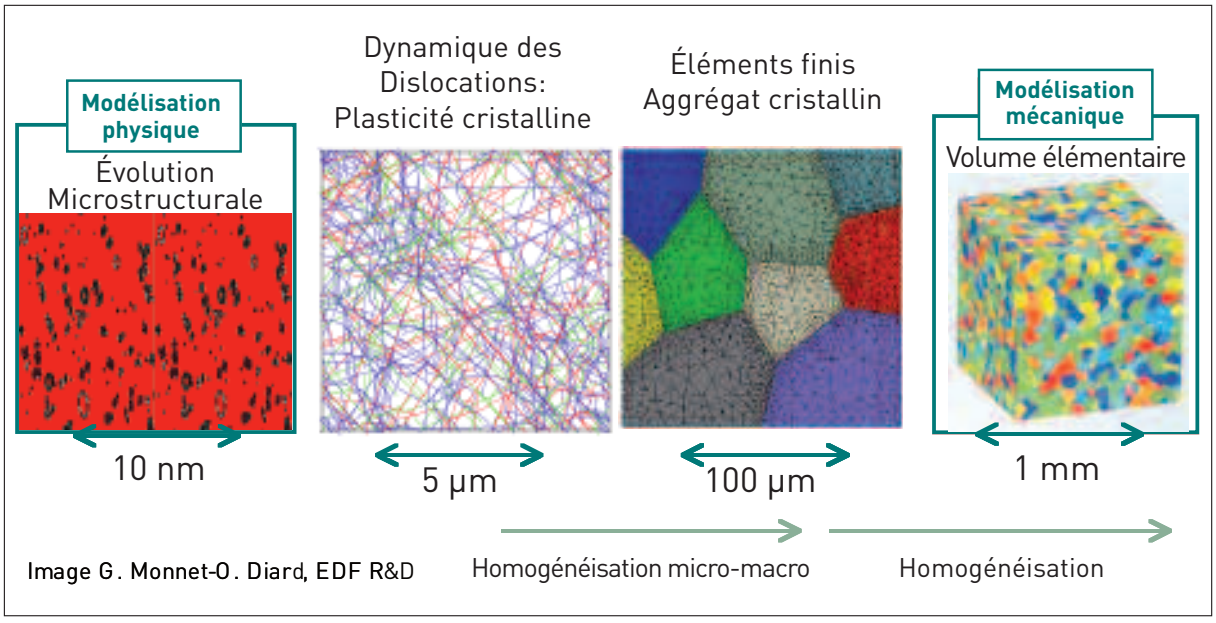


Figure 5 : passage de la simulation physique des défauts d'irradiation en cinétique lente à la modélisation par éléments finis du comportement mécanique : importance de l'étape intermédiaire de la Dynamique des Dislocations

corrosion sous contrainte (matériaux et procédés de fabrication améliorés) ou orienter la surveillance, les spécifications chimiques et la maintenance.

Conséquences pour les nouvelles tranches

Associés au retour d'expérience, les travaux de recherche menés sur les matériaux du circuit primaire fournissent une importante base de connaissance, disponible pour les réacteurs en construction et pour ceux à venir. Les deux principaux matériaux du CPP que sont le 16MND5 et l'acier inoxydable austénitique, présents dans les réacteurs en service, s'avèrent fiables. Le choix des deux mêmes nuances a d'ailleurs été retenu pour le nouveau réacteur EPR. L'alliage 690 adopté vers 1985 pour les tubes des nouveaux générateurs de vapeur est également confirmé dans le cas du réacteur EPR.

De nouvelles méthodes de simulation numérique et de modélisation

Avec l'augmentation considérable des puissances de calcul des ordinateurs et avec les progrès récents dans la connaissance des mécanismes de vieillissement des matériaux, il est maintenant possible de développer des modélisations multi-échelles capables de simuler par exemple les effets de l'irradiation sur la microstructure des matériaux et de modéliser le comportement mécanique et la rupture de ces matériaux.

Les principales étapes de ces modélisations multi-échelles sont alors les suivantes : (i) modélisation des liaisons chimiques (par des calculs de structure électronique), (ii) modélisation à l'échelle atomique des collisions nucléaires (par des méthodes comme la dynamique moléculaire), (iii) modélisation des cinétiques lentes d'évolution microstructurale (par des méthodes déterministes ou stochastiques : méthodes de Monte Carlo) (figure 4), et enfin (iv) passage de la microstructure aux propriétés d'usage : limite d'élasticité, tenue au fluage, à la fatigue, ténacité, tenue à la corrosion et à la corrosion sous contrainte…

Pour décrire comment cette évolution structurale induite affecte le comportement mécanique à l'échelle locale, et les lois de comportement plastique, il faut d'abord décrire l'interaction des dislocations avec les obstacles microstructuraux créés, à l'aide des lois classiques de la métallurgie ou à l'aide de méthodes comme la dynamique moléculaire, et déterminer les forces d'obstacle, puis recourir à des méthodes plus macroscopiques comme la Dynamique des Dislocations (DDD) qui rend compte du comportement collectif de la population des dislocations et donne accès au comportement mécanique local à l'échelle du grain, permettant par exemple de rendre compte de l'écrouissage. Pour passer aux échelles supérieures, c'est-à-dire à des volumes élémentaires représentatifs du composant, et accéder aux lois de comportement et aux propriétés de rupture, des méthodes par éléments finis (EF) utilisant des techniques d'homogénéisation sont nécessaires (figure 5).

D'abord développées dans le cas de métaux purs ou d'alliages simples, par exemple dans le cadre de projets européens FP6-PERFECT et FP7-PERFORM60, ces modélisations multi-échelles ne permettent pas encore de prendre en compte toute la complexité des matériaux réels ; actuellement seuls les principaux éléments de la composition chimique sont pris en compte. Si la simulation multi-échelle n'a pas encore atteint le stade industriel, elle n'en est pas moins un sujet d'avenir : en effet les avancées récentes sont très encourageantes avec un fort engagement de la recherche européenne.

… et de nouveaux outils de caractérisation avancée :

La compréhension des mécanismes ainsi que la pertinence et la robustesse des modèles utilisés passent nécessairement par un couplage étroit entre une caractérisation fine des évolutions microstructurales et la modélisation de leurs conséquences sur les propriétés d'usage des matériaux. Les techniques fines de caractérisation permettent de fournir les données physiques et chimiques indispensables aux modèles et de caler les paramètres des modèles.

Avec les nouvelles techniques disponibles, comme la microscopie électronique analytique en transmission, l'analyse de surface par spectroscopie Auger, la diffusion des neutrons aux petits angles ou la Sonde Atomique tomographique, il est possible aujourd'hui d'associer l'irradiation, la modélisation et l'observation à la même échelle. Parmi ces techniques, la Sonde Atomique tomographique occupe une place éminente puisqu'elle permet l'analyse atome par atome, en 3D, avec une résolution spatiale qui a pratiquement atteint la résolution atomique vraie, et pour des volumes de matière identiques à ceux des volumes de calcul.

L'association de plusieurs techniques complémentaires permet d'aller au-delà des hypothèses et de trancher sur les mécanismes mis en jeu. C'est par exemple l'utilisation simultanée de la sonde atomique tomographique et de la diffusion des neutrons aux petits angles (ou de la microscopie électronique en transmission) qui a permis d'identifier, de façon sûre, les mécanismes de démixtion de la ferrite des aciers austénoferritiques vieillis thermiquement [Pareige, 2003], [Massoud, 1997] (figure 1), la formation d'amas enrichis en cuivre, nickel, manganèse, silicium, et phosphore dans les aciers de cuve irradiés [Auger, 2000] (figure 3), et la formation d'amas riches en nickel et silicium dans les aciers austénitiques irradiés [Étienne, 2008].

Enfin de nouvelles structures de R&D se mettent en place…

Initié par EDF R&D, un institut (le *Materials Ageing Institute*, MAI) a été créé début 2008, ayant pour objectif de mettre en commun des moyens et des compétences d'exploitants confrontés aux mêmes enjeux de vieillissement des matériaux. Le MAI regroupe à ce jour les membres fondateurs : EDF, TEPCO (*Tokyo Electrical Power Company*) et l'EPRI (*Electrical Power Research Institute*



- USA) représentant 31 exploitants nucléaires, dont les 26 exploitants des États-Unis. Près de la moitié du nucléaire installé dans le monde se trouve ainsi représenté au MAI, confirmant l'intérêt de ses objectifs : comprendre, modéliser et prévoir le vieillissement des matériaux utilisés dans les centrales de production d'électricité.

Le MAI assure également une activité de formation pour des ingénieurs et des techniciens dans le domaine de la formation continue ou de la formation initiale en partenariat avec des écoles d'ingénieurs. ■

Bibliographie

• AKAMATSU Marielle. L'irradiation de la cuve : un phénomène sous surveillance. Revue Générale Nucléaire N° 6, Novembre-Décembre 1993, pp 391-397.

• AUGER Pierre et al. Synthesis of atom probe experiments on irradiation-induced solute segregation in French ferritic pressure vessel steels. Journal of Nuclear Materials 280 (2000) 331-344.

• COUVANT Thierry et al. Stress corrosion crack growth rate in rolled alloy 600 exposed to primary PWR environment", 14th Int Symp on Environmental Degradation of Materials in Nuclear Power Systems – Water Reactors, Virginia Beach (VA), août 2009.

• ETIENNE Auriane et al. Tomographic atom probe characterization of the microstructure of a cold worked 316 austenitic stainless steel after neutron irradiation. A. Étienne, B. Radiguet, P. Pareige, J.-P. Massoud, C. Pokor, Journal of Nuclear Materials 382 (2008) 64–69.

• HUTIN Jean-Pierre. Gestion de la durée de vie des centrales nucléaires. Article BN 3307. Les Techniques de l'Ingénieur. 2007.

• MASSOUD Jean-Paul et al. Comportement des matériaux dans le cœur des REP, Article BN 3760. Les Techniques de l'Ingénieur. 2007.

• MASSOUD Jean-Paul. et al. Thermal ageing of cast duplex stainless steel primary components. Overview of the research program conducted by EDF. Proceedings of ICONE 5, 26-30 Mai 1997, Nice.

• PAREIGE Philippe et al. Mécanismes de vieillissement thermique des aciers. Journée SFEN du 19/11/2003, Vieillissement thermique des aciers - Impact sur la surveillance, maintenance et la durée de vie des composants nucléaires.

• POKOR Cédric et al. Irradiation damage in 304 and 316 stainless steels : experimental investigation and modeling. Part I : evolution of the microstructure and Part II : irradiation induced hardening. Journal of Nuclear Materials. 2004, Vol 326/1, pp19-37.

• POKOR Cédric et al. Vieillissement thermique des aciers austénoferritiques moulés des REP : expertise de coudes moulés déposés. International Symposium : Contribution des expertises sur matériaux à l'amélioration de la sûreté et des performances des réacteurs à eau légère. Fontevraud 6, 18-22 septembre 2006. p. 1023.

• VAILLANT François et al. A review of weldability and SCC behaviors of Ni-base weld metals in laboratory PWR environment", 13th Env Degradation Conf, Whisler, Canada, 19-23 août 2007.

LES ÉQUIPEMENTS

Les essais non destructifs utilisés pour le suivi en service des centrales nucléaires françaises (qualification, performances, simulation)

Non-destructive testing used for monitoring french nuclear power plants during operation (licensing, performance, simulation)

par **Liliane Gogoluszko**, chargée d'affaires à la Direction des équipements sous pression nucléaires – Autorité de sûreté nucléaire (ASN), **Gérard Cattiaux** et **Thierry Sollier**, spécialistes des "contrôles non destructifs" à la Direction de la sûreté des réacteurs – Institut de radioprotection et de sûreté nucléaire (IRSN)

La qualification des applications d'examens non destructifs, aspects réglementaires et retour d'expérience

La qualification des applications d'essais non destructifs (END) utilisées pour le suivi en service des centrales nucléaires, codifiée dans le recueil des Règles de Surveillance en Exploitation des matériels Mécaniques (RSE-M), est exigée par l'article 8 de l'arrêté du 10 novembre 1999 relatif à la surveillance de l'exploitation du circuit primaire principal (CPP) et des circuits secondaires principaux (CSP) des réacteurs nucléaires à eau sous pression. Cette qualification permet d'apporter la démonstration que l'application END, utilisée sur une zone donnée, a des performances suffisantes pour permettre la détection, et le cas échéant la caractérisation, des dégradations susceptibles d'affecter l'équipement considéré.

Le processus de qualification d'une application END est composé de plusieurs phases :
– la formalisation des exigences de l'exploitant ;
– la démarche de qualification par l'entité conceptrice ;
– la réalisation et la surveillance des essais de qualification ;
– l'examen du dossier de qualification par la Commission de qualification ;
– la décision de mise en œuvre du procédé par l'exploitant ;
– la mise en œuvre sur site ;
– le retour d'expérience.

L'arrêté du 10 novembre 1999 impose que la qualification d'une application END soit prononcée par une entité indépendante et compétente. Pour garantir ces deux qualités, cette entité, appelée la Commission de qualification, doit être accréditée par le Comité français d'accréditation (COFRAC) ou un organisme d'accréditation reconnu équivalent. Le rôle de la commission de qualification est d'évaluer la démarche de qualification de l'entité conceptrice, la cohérence des résultats, ainsi que la représentativité des maquettes utilisées et des défauts qui y sont introduits. Elle atteste ensuite que l'application END atteint effectivement les performances requises sur la base des résultats de la qualification.

Le mode de dégradation de chaque composant du CPP/CSP est analysé, ainsi que les conséquences pour la sûreté ou l'intégrité de l'installation d'une éventuelle défaillance de ce composant en fonctionnement normal ou pendant des transitoires accidentels.

Si aucune dégradation n'est attendue ou si la défaillance du composant n'a pas d'incidence sur la sûreté ou l'intégrité de l'installation, l'examen est pratiqué au titre de la "défense en profondeur". La qualification est dite "conventionnelle" et consistera alors à expliciter les performances de la méthode utilisée.

Pour une dégradation déjà observée, la qualification sera du type "spécifique", et pour une dégradation présumée, la qualification sera de type "générale".

Ces différents types de qualification sont décrits dans l'article 8 de la circulaire de l'arrêté du 10 novembre 1999.

Compte tenu du temps nécessaire à la qualification de nouvelles applications END (2 à 3 ans), l'article 8 de la circulaire introduit la notion d'expertise pour permettre

Executive Summary

French regulation requires the qualification on non-destructive testing (NDT) techniques, before the first implementation in nuclear power plant.

EDF qualified more than 90 NDT process for the In-Service Inspection (ISI) programs.

New applications are being developed to answer new needs, like the Flamanville 3 reactor pressure vessel.

To access the performances of NDT techniques (for example detection and sizing of defects), the Institute for Radioprotection and Nuclear Safety (IRSN), the technical expert of ASN, can use NDT simulation software, for ultrasonic testing, eddy current testing, and radiographic testing (Gamma and X-Ray). Some practical examples of simulation are given.



l'utilisation d'applications END dans l'attente de leur qualification.

Après 10 années d'application de l'arrêté du 10 novembre 1999, la Commission de qualification, accréditée par la COFRAC en 2001, a validé plus de 90 applications END.

Point sur les applications END de l'EPR

Le prochain grand rendez-vous, à horizon 2011, sera la Visite Complète Initiale (VCI) de l'EPR de Flamanville 3, qui consistera en un ultime examen des appareils avant leur mise en service et servira de référence pour la comparaison des résultats ultérieurs. Le point zéro réalisé durant cette VCI nécessitera la qualification de 41 applications END. Sur ces 41 applications END, 12 sont des applications nouvelles, développées spécifiquement pour l'EPR, et 29 sont des adaptations d'applications END qualifiées déjà mises en œuvre sur le parc nucléaire français.

Réductions des tirs gammagraphiques

Chaque année, environ 15000 tirs gammagraphiques sont réalisés lors des contrôles du suivi en service des centrales nucléaires françaises.

L'article L.1333-1 du code de la santé publique prévoit qu'une *"activité nucléaire... ne peut être entreprise ou exercée que si elle est justifiée par des avantages qu'elle procure, notamment en matière sanitaire, sociale, économique ou scientifique, rapportés aux risques inhérents à l'exposition aux rayonnements ionisants auxquels elle est susceptible de soumettre les personnes"*. C'est dans cette démarche de réduction des tirs gammagraphiques qu'environ la moitié des applications END développées pour le suivi en service de l'EPR fera appel à des méthodes ultrasonores, si l'utilisation de celles-ci n'entraîne pas de dégradations des performances.

Les performances des END, la simulation des contrôles pour les besoins de l'expertise

Pour les besoins de l'expertise, l'Institut de radioprotection et de sûreté nucléaire (IRSN), peut avoir recours à des logiciels de simulation des contrôles non destructifs. Ils sont utilisés pour évaluer les performances de détection et de dimensionnement des applications END pour les trois types de qualification. Initialement développés pour la simulation des contrôles par ultrasons, des modules complémentaires permettent désormais de simuler des contrôles par radiographie X et gamma et par courants de Foucault.

Évaluation des performances des méthodes de contrôle

Pour les END, les performances de détection et de dimensionnement des défauts, doivent être suffisantes pour apprécier avec une bonne confiance le besoin d'une remise en état ou d'une surveillance particulière du composant. Ces performances sont dans de nombreux cas déduites d'expérimentations réalisées sur des maquettes représentatives des composants inspectés ; elles contiennent alors des défauts artificiels ou réels, dont les caractéristiques[1] sont proches de celles des défauts dus par exemple à des mécanismes de dégradation identifiés, qui pourraient apparaître durant l'exploitation de l'installation. Les maquettes sont généralement très coûteuses et souvent spécifiques au composant et à la zone concernée (en particulier des zones soudées). Par ailleurs l'implantation des défauts ne peut généralement se faire raisonnablement que pour un nombre limité de cas, ce qui peut conduire à ne pas pouvoir apprécier suffisamment bien les performances des méthodes.

Pour parfaire la connaissance des performances des méthodes, l'usage de moyens de simulations peut alors être envisagé. Cet usage a notamment été prévu par le groupe de travail de l'ENIQ[2], à l'issue de ses travaux sur les qualifications, réalisés au milieu des années'90.

Usage de la simulation

L'IRSN, dans le cadre de sa mission d'appui technique de l'ASN, est régulièrement amené à donner son avis sur les méthodes d'END utilisées, et le cas échéant attirer l'attention de l'ASN sur la nature réelle de leur performance. L'IRSN a ainsi décidé à l'issue des travaux de l'ENIQ et des représentants des autorités de sûreté européennes (NRWG[3]), puis de la mise en application de la réglementation qui impose la qualification des méthodes de contrôle, de se doter des meilleurs moyens de simulation disponibles pour les besoins de l'expertise. Il s'est alors impliqué fortement dans la définition de besoins de simulation particuliers au domaine nucléaire et dans leur développement dans le logiciel CIVA du CEA/LIST. Dans tous les cas, des validations expérimentales rigoureuses sont demandées pour les 3 techniques jugées les plus importantes : ultrasons, courants de Foucault et radiographie. Quelques développements sont donnés à titre d'exemple :

– pour les ultrasons : simulation de contrôles au contact à l'aide de palpeurs plans sur soudure de forme complexe, de contrôles par ultrasons focalisés en immersion sur les cuves de réacteurs, simulation sur défauts plans électroérodés, sur défauts de formes complexes (fissures), prise en compte des effets de la désorientation des défauts ; des développements sont poursuivis actuellement pour les matériaux hétérogènes à gros grains, dans le cadre d'une collaboration de l'IRSN avec la NRC ;

– pour les courants de Foucault : simulation de contrôles des tubes de générateurs de vapeur dans les parties droites, à proximité des plaques entretoises, en présence de dépôts de nature diverse, sur des défauts de formes simples et complexes ;

– pour la radiographie : simulation des cas de contrôles les plus courants rencontrés dans les installations nucléaires (piquages, liaisons bimétalliques, composants de forme complexe, défauts complexes), usage optimal des logiciels CAO pour la description des composants et des défauts ;

1. Orientation, dimension, type volumique ou plan, ouverture, facies,...
2. ENIQ : European Network for Inspection Qualification, groupe de travail composé de représentants des exploitants Européens.
3. NRWG : Nuclear Regulatory Working Group, groupe de travail composé de représentants des Autorités de sûreté européennes.

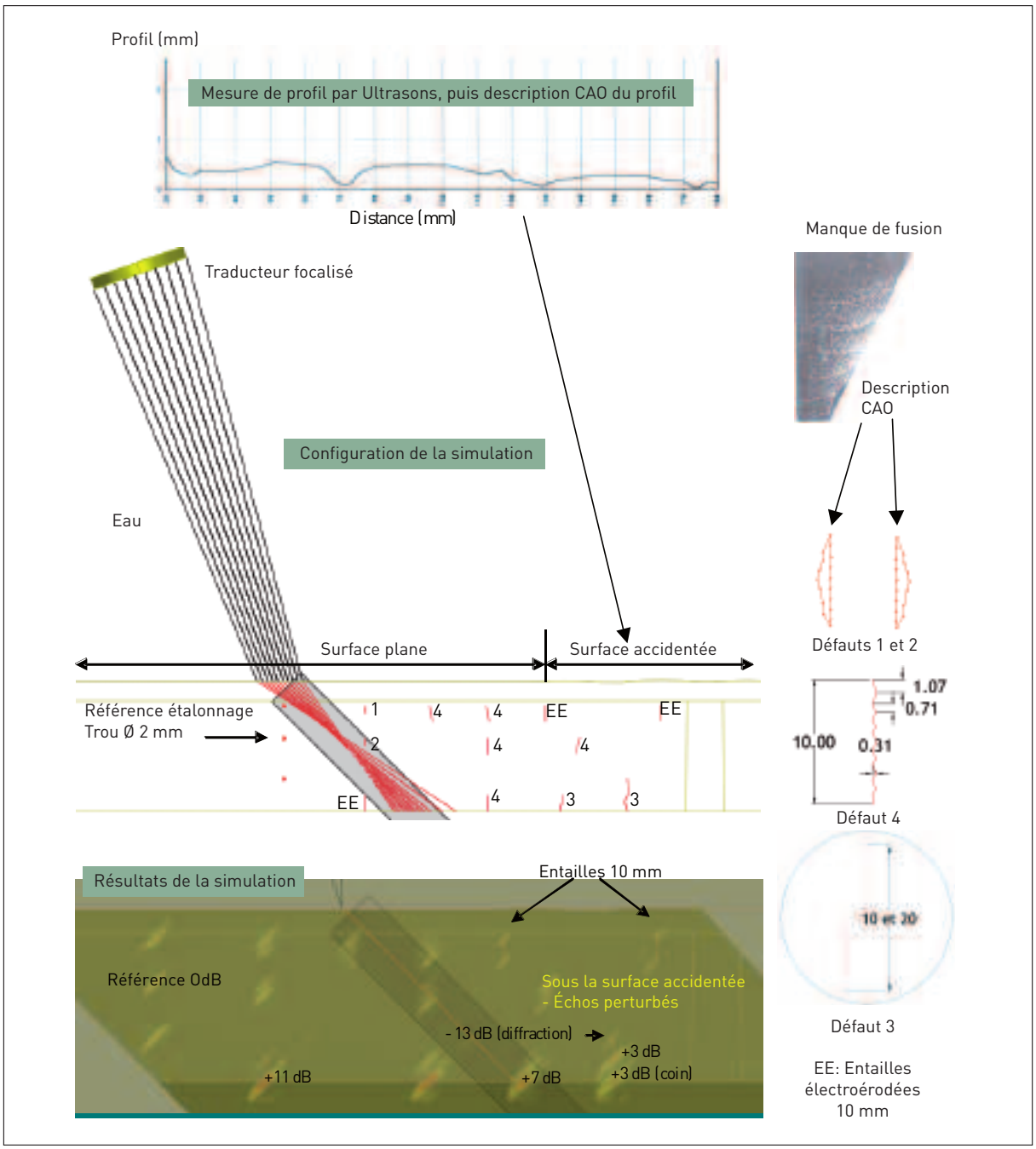


Figure 1 : simulation d'un contrôle en immersion, par ultrasons focalisés (cas fictif)

Il convient de noter que l'industrie nucléaire, et en particulier EDF, mais aussi l'industrie aéronautique contribuent à l'amélioration et à l'extension des modèles, ce qui représente un complément important aux études engagées par l'IRSN. Dans le cas particulier de la radiographie, le module implémenté dans CIVA offre des possibilités de simulation des contrôles gamma et rayons X grâce à l'intégration des codes Modérato d'EDF et Sindbad du CEA/LETI. Le logiciel propose également des modèles de réponses de films utilisés en radiographie industrielle.

Exemples de simulation

Deux exemples de simulation sont présentés ci-après, l'un pour la technique de contrôle par ultrasons, l'autre pour la technique de contrôle par radiographie.

La première simulation réalisée pour les ultrasons montre le cas d'un contrôle en immersion à l'aide d'un traducteur ultrasons focalisés ; cette simulation permet d'estimer la sensibilité de détection de divers défauts de géométrie simples ou complexes (de type fissure) dans une pièce. La pièce (fictive pour la démonstration) comporte également une partie de surface plane et une partie de surface géométriquement complexe, ce qui permet aussi d'apprécier l'influence d'un état de surface accidenté[4].

4. Couche de revêtement inoxydable meulée partiellement, déposée sur l'acier ferritique.



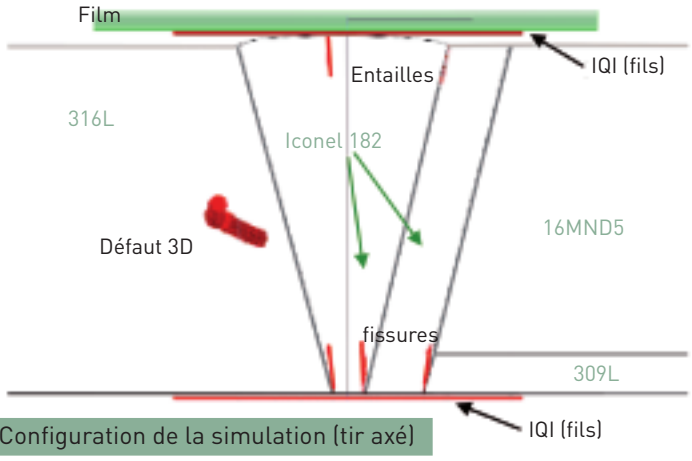


Description CAO d'un défaut en 3D

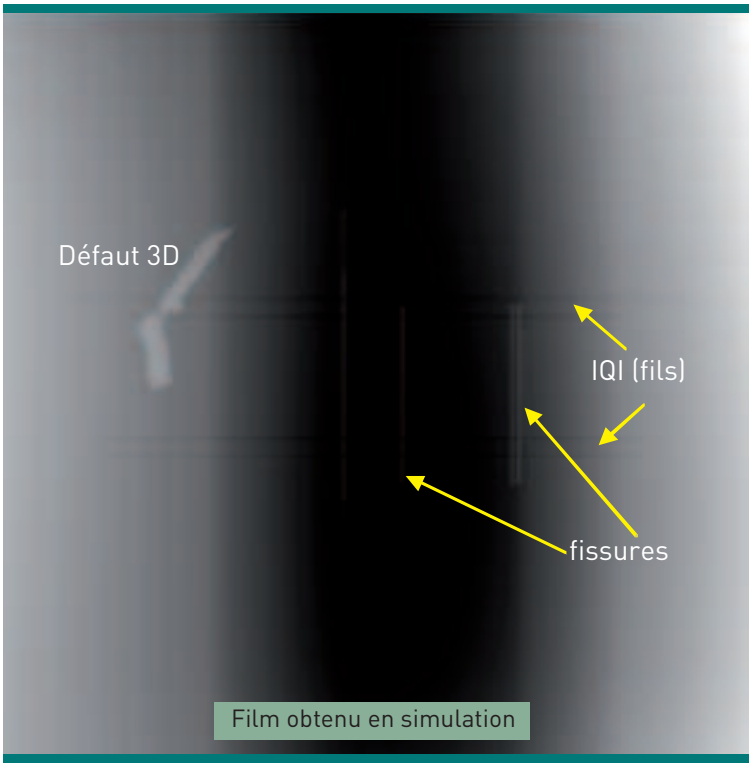




Description CAO d'une fissure
à partir d'une expertise



Configuration de la simulation (tir axé)



Film obtenu en simulation

Figure 2 : simulation d'un contrôle par gammagraphie d'une soudure (cas fictif)

L'amplitude des signaux ultrasons est exprimée en décibel. Dans l'exemple ci-dessous, les valeurs observées sur les différents défauts, sont exprimées par rapport à l'amplitude mesurée sur un réflecteur de référence[5].

Cette deuxième simulation, présente le cas d'un examen par gammagraphie d'une soudure de type liaison bimétallique (différentes nuances de matériaux), avec un bourrelet de soudure externe. La soudure et les défauts sont définis par CAO, ces défauts ainsi que les Indicateurs de Qualité d'Images (IQI) sont ensuite positionnés et orientés comme souhaité par rapport à la soudure. La simulation permet finalement d'apprécier les performances de détection des défauts observés sur les films.

Utilisation de la simulation en appui à l'expertise : requalification des générateurs de vapeur après un nettoyage chimique

À l'issue des essais non destructifs réalisés lors des arrêts des réacteurs pour rechargement en combustible et maintenance, EDF présente à l'ASN une synthèse de l'état des matériels. Dans certains cas, des indications ou signaux inattendus sont notés et EDF procède soit à une remise en conformité des matériels soit à une justification de leur maintien en l'état. La stratégie de traitement d'EDF est basée sur un dossier technique qui est instruit par l'ASN avec le soutien éventuel de l'IRSN. Dans le

5. Amplitude de référence 0 dB, mesurée sur un trou cylindrique.

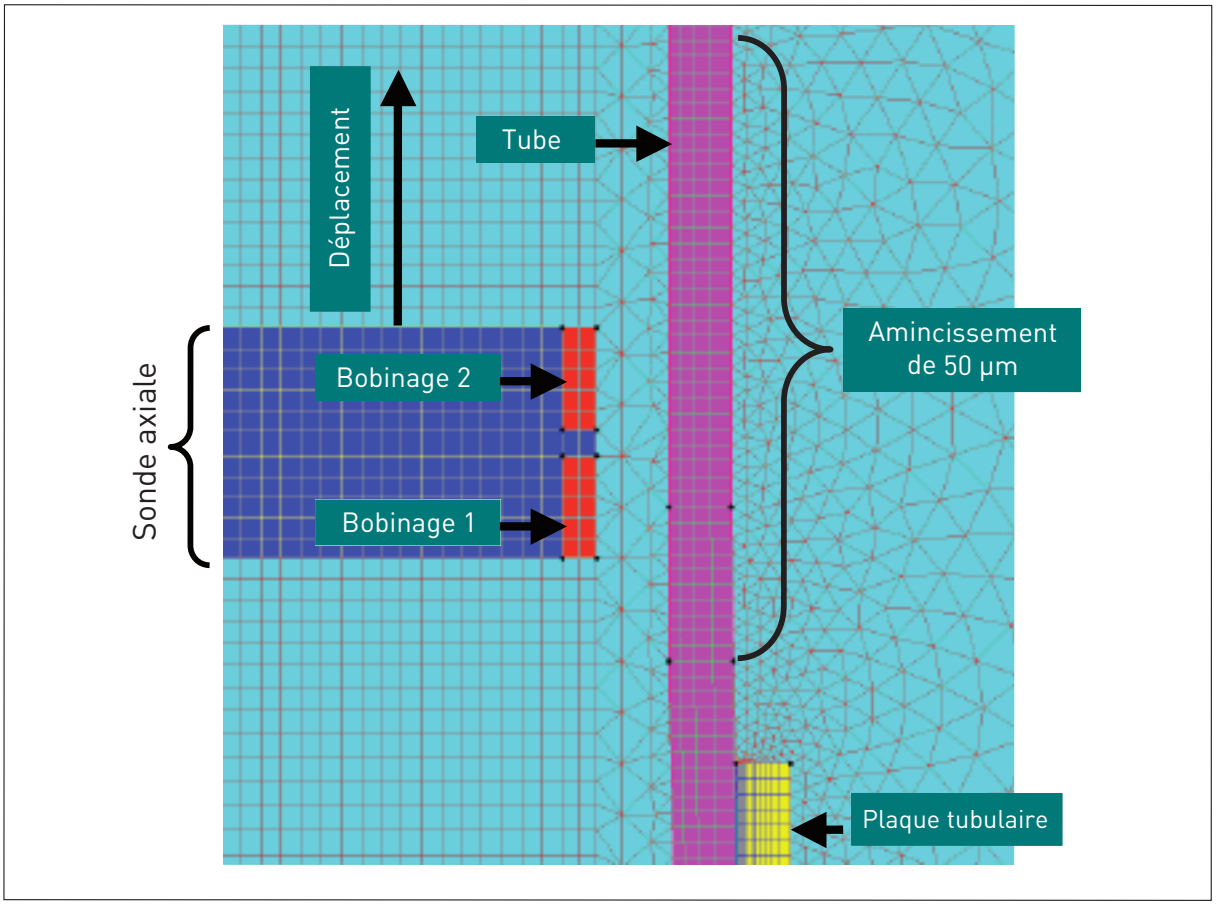


Figure 3 : modélisation axisymétrique de la configuration de contrôle en pied de tube

cadre d'une demande de redémarrage d'un réacteur, l'utilisation d'outils de simulation des END permet à l'IRSN d'apporter une réponse réactive qui s'appuie sur une analyse des principes physiques des END.

Entre 2004 et 2006, trois arrêts fortuits se sont produits sur le parc électronucléaire d'EDF pour des fuites du circuit primaire principal vers le circuit secondaire principal au niveau de tubes de générateurs de vapeur (GV). Ces fuites provenaient de fissures circonférentielles situées sur des tubes de GV au droit de la plaque entretoise supérieure. Les inspections télévisuelles réalisées depuis le compartiment secondaire des GV ont révélé un colmatage important des passages du fluide au niveau des plaques entretoises. Ce colmatage conduit à une redistribution de l'écoulement du fluide secondaire dans le GV et en particulier à une augmentation importante de la vitesse dans la partie centrale du faisceau tubulaire. L'augmentation de la vitesse d'écoulement transverse au niveau de la partie cintrée des tubes peut entraîner des vibrations excessives pouvant mener à la fissuration du tube par fatigue. EDF a remédié aux effets néfastes du colmatage en remettant en conformité les GV colmatés par un nettoyage chimique. Cette intervention sur le compartiment secondaire des GV est importante et nécessite de requalifier par des essais non destructifs le faisceau tubulaire des GV avant le redémarrage du réacteur. Ces contrôles sont réalisés par courants de Foucault en sonde axiale et permettent de détecter une corrosion ou une perte de matière des tubes.

À l'issue des contrôles de requalification des GV d'un réacteur, de nombreuses indications de corrosion en pied de tube ont été détectées et l'ASN a souhaité connaître l'analyse de l'IRSN concernant ces indications. Dans le cadre de la demande de redémarrage du réacteur, l'IRSN a modélisé les essais non destructifs par sonde axiale afin d'étayer son analyse. La corrosion en pied de tube est modélisée par un amincissement homogène du tube de 50 µm sur 360° (Figure 3). La simulation du contrôle montre qu'un faible amincissement du tube consécutif à une opération de nettoyage chimique pourrait être à l'origine des signaux de corrosion détectés en pied de tube lors des contrôles de requalification. La très faible perte d'épaisseur du tube, inférieure à 50 µm, n'est cependant pas de nature à remettre en cause la tenue mécanique des tubes dont l'épaisseur nominale est de 1270 µm. Compte tenu de cette conclusion cohérente avec l'analyse présentée par EDF sur l'origine de ces indications, l'ASN a donné un avis favorable au redémarrage du réacteur.

EDF a intégré le retour d'expérience de ce nettoyage et a amélioré son procédé. Une corrosion même très faible des tubes n'est désormais plus observée lors de la requalification des GV.

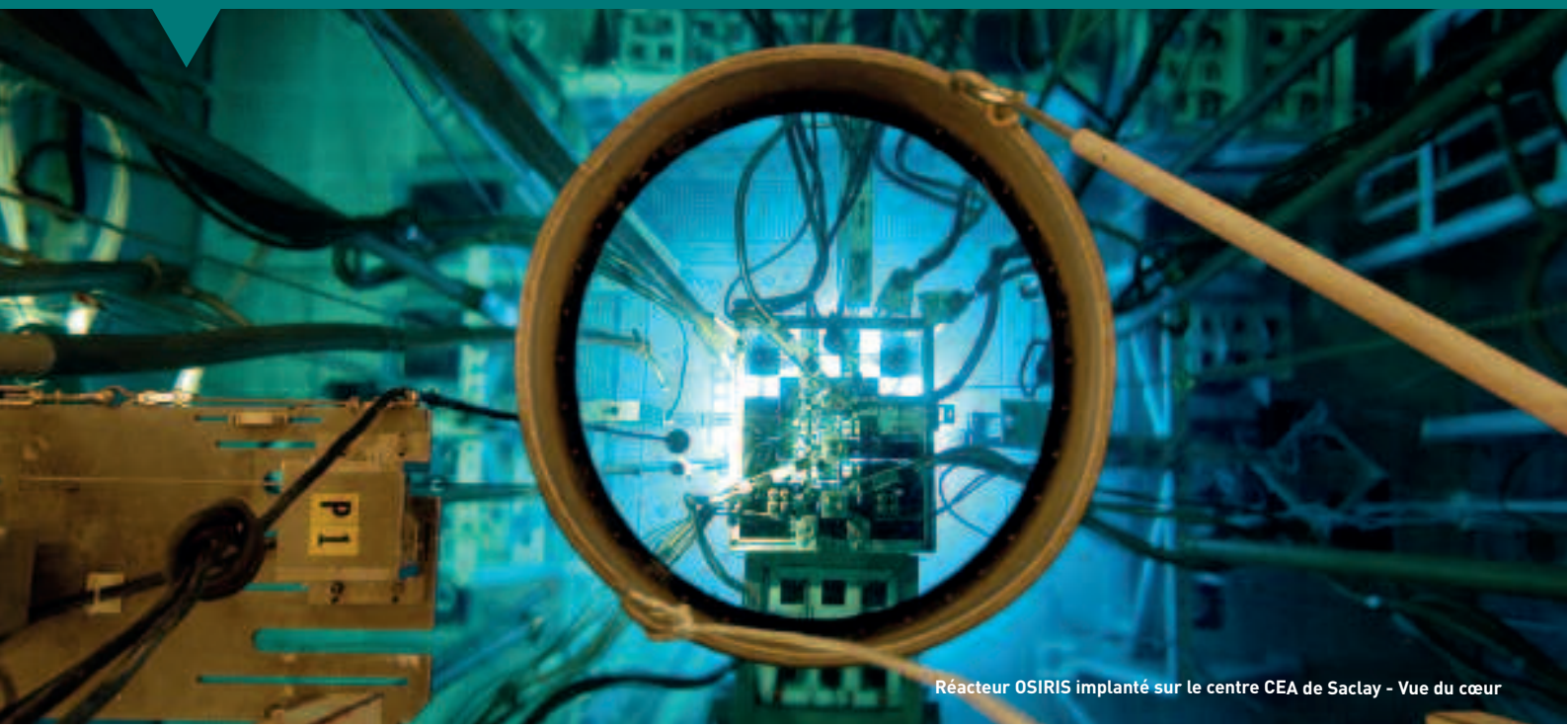


Cet exemple illustre l'intérêt pour l'IRSN de disposer de moyens de simulation pour alimenter son analyse technique et permettre ainsi à l'ASN de se positionner rapidement sur une problématique nouvelle à fort enjeu de sûreté.

Conclusion

La réglementation française impose la qualification des applications END avant leur première mise en œuvre sur site. Au niveau international, les exigences de qualification diffèrent sensiblement selon les pays tant dans leurs modalités qu'au niveau des contrôles concernés. Les exploitants bénéficient par ailleurs de périodes transitoires plus ou moins importantes pour la mise en œuvre de leurs programmes respectifs.

À ce jour, plus de 90 applications END sont qualifiées dans le cadre des programmes d'inspection en service. De nouvelles applications sont en cours de développement et de qualification pour répondre à de nouveaux besoins, notamment concernant le réacteur de Flamanville 3 pour lequel 41 applications doivent être qualifiées pour la visite complète initiale qui doit débuter à l'été 2010. ■



Réacteur OSIRIS implanté sur le centre CEA de Saclay - Vue du cœur

LES ÉQUIPEMENTS

Les équipements sous pression nucléaires dans les réacteurs de recherche

Pressurised nuclear equipment in research reactors

par **Frédérique Koskas**, Direction de l'énergie nucléaire, **Pascal Tremodeux**, Direction des réacteurs nucléaires, **Denis Bourguignon**, Service de réalisation des essais de sûreté, **Jacques Reuchet**, Direction de la protection et de la sécurité nucléaire et **Denis Acker**, Direction de l'énergie nucléaire, Commissariat à l'énergie atomique (CEA)

Les réacteurs de recherche au CEA sont des installations en exemplaire unique, spécialement conçues pour les missions auxquelles elles sont destinées, et leurs équipements sous pression nucléaires (encore désignés comme ESPN) sont donc aussi uniques et spécialement conçus pour l'installation dans laquelle ils sont installés. Pour les plus importants d'entre eux, leurs parois doivent avoir deux caractéristiques antinomiques : être assez résistantes pour tenir la pression à laquelle elles sont soumises et être transparentes aux neutrons pour permettre de disposer des flux les plus importants possibles sur les dispositifs expérimentaux. Il en résulte un choix limité de matériaux mis en œuvre au-delà des aciers, tels que des alliages de zirconium ou d'aluminium.

Pour illustrer les particularités des ESPN dans les réacteurs de recherche, nous nous appuierons sur quatre d'entre eux :
– OSIRIS qui a divergé en 1966 et le Réacteur Jules Horowitz, dont le démarrage est prévu en 2014, sont des réacteurs d'irradiation destinés à la recherche sur les matériaux et combustibles irradiés ;

Executive Summary

The research reactors in CEA (France) are specifically designed facilities for research, radionuclide production and other applications. The Nuclear Pressure Equipments (ESPN) are also specifically designed. For the most important of them, their pressure barrier must have two antinomic characteristics: to be enough tough to sustain the pressure and to be transparent to neutrons and so to have the use of the most important possible flux trough the experimental devices. The consequence is a limited choice of materials for example the aluminium and the zirconium alloys.

To illustrate the particularities of Nuclear Pressure Equipments installed in research reactors, we give four examples:
– Osiris Reactor: divergence in 1966 and "Jules Horowitz" Reactor, commissioning planned in 2014, are irradiation reactors intended to materials research and irradiated fuels;
– CABRI, intended to studies of phenomenon resulting from fast power transients, corresponding to hypothetical accidental conditions, and driving to severe accidents;
– ORPHEE, divergence en 1980, intended to produce neutron beams, for fundamental research for knowledge of materials.

They contain some Nuclear Pressure Equipments, submitted to 12 December order, most of them were not submitted to regulation before the 99-1046 decree relating to Pressure Equipments.



– CABRI, destiné à l'étude de phénomènes occasionnés par des transitoires de puissance correspondant à des situations accidentelles hypothétiques et pouvant conduire à des accidents graves ;
– ORPHÉE, qui a divergé en 1980, est destiné à la production de faisceaux neutroniques permettant des recherches fondamentales pour la connaissance de la matière.

Ces quatre réacteurs ont pour point commun d'être des réacteurs piscines, c'est-à-dire des réacteurs dont le cœur est immergé dans une piscine ouverte contenant de l'eau qui assure la protection biologique des opérateurs et de contenir des ESPN, au sens de l'arrêté du 12 décembre 2005 dont beaucoup n'étaient pas soumis à la réglementation avant le décret 99-1046 relatif aux équipements sous pression.

Le réacteur OSIRIS et ses dispositifs d'irradiation

L'installation

OSIRIS a divergé en 1966. C'est un réacteur de recherche de 70 MWth de type piscine à cœur ouvert où l'eau joue le rôle de modérateur, de fluide caloporteur et de protection biologique. Il est utilisé pour des irradiations technologiques de matériaux et de combustible nucléaire. Ces irradiations sont effectuées dans des dispositifs expérimentaux (boucles et capsules) qui sont placés dans des emplacements réservés à cet effet soit directement dans le cœur, soit à la périphérie.

OSIRIS permet également la production de radioéléments à usage médical ou industriel ou l'analyse par activation neutronique.

Compte tenu de sa conception de pile piscine à cœur ouvert, le réacteur OSIRIS accueille des capacités soumises à des pressions hydrostatiques, le cas échéant augmentées par la pression de refoulement des pompes utilisées. En dehors des dispositifs expérimentaux, les ESPN recensés dans l'installation, sont au maximum de niveau N3, de catégorie I et fonctionnent en eau froide : pour le réacteur, les exigences de sûreté sont plus importantes que celles de la réglementation des appareils à pression.

Les dispositifs d'irradiation

Il existe une dizaine de dispositifs d'irradiation différents utilisés dans OSIRIS, qui peuvent se répartir en deux grandes familles : les dispositifs d'irradiation accueillant des combustibles nucléaires et les dispositifs accueillant les matériaux non fissiles. Pour ces derniers, l'activité des fluides contenus reste très limitée, conduisant à des équipements de niveau nucléaire N3 ou non classés. Les volumes des capsules d'irradiation étant également très réduits, les ESPN ne dépassent pas la catégorie I. Pour les dispositifs d'irradiation de combustible, la possibilité d'une rupture de gaine et de dégagement de gaz de fission du combustible irradié conduit nécessairement à des ESPN de niveau 2, en dépit des volumes limités des récipients. Un exemple de ces dispositifs est la boucle ISABELLE 1.

La boucle ISABELLE 1

La boucle ISABELLE 1 est destinée à l'irradiation de combustibles dans des conditions thermo-hydrauliques (155 bars, 250 °C) et chimiques représentatives de celles des réacteurs de puissance à eau pressurisée (même qualité d'eau). Elle est particulièrement adaptée à la réalisation de rampe de puissance. La charge expérimentale est constituée d'un crayon combustible "court" (< 1 m) neuf ou re-fabriqué à partir d'un crayon irradié en REP.

La boucle ISABELLE 1 est placée en périphérie du cœur sur un support mobile permettant d'effectuer automatiquement une rampe de puissance préprogrammée en rapprochant le dispositif du cœur du réacteur en fonctionnement.

L'ensemble de la boucle comprend environ 45 ESPN, dont 9 récipients de niveau N2, parmi ces 9, deux sont de catégorie IV. Il s'agit du préssuriseur de la boucle et du tube de force contenant le porte-échantillon.

Ce tube de force constitue un équipement à deux compartiments en alliage de zirconium soudés sur la même bride. Ils ne peuvent donc être dissociés que par des méthodes destructives. Le tube interne, d'un volume de 8 litres, est soumis aux conditions thermodynamiques des REP et relève de la catégorie IV. Le compartiment externe, de 13,2 litres sous azote à une pression de service de 15 bars, est de catégorie II. Il a trois fonctions : la première est d'isoler thermiquement le tube de force de la piscine du réacteur par une lame de gaz pour permettre la mise aux conditions REP du dispositif expérimental ; les deux suivantes sont liées à la sûreté de l'installation : c'est la détection de fuites éventuelles par l'augmentation de pression dans le compartiment et le confinement de la pression et les éléments radioactifs dans le cas très hypothétique d'une rupture du tube de force. Les tuyauteries de DN 4 et les piquages d'alimentation de l'espace inter-tubes ne permettent pas de passer un instrument pour inspecter la face externe du compartiment interne et la face interne du compartiment externe. Il sera donc nécessaire, le moment venu, de prévoir des aménagements aux dispositions de suivi en service prévues par l'arrêté du 12 décembre 2005.

Le réacteur ORPHÉE pour la recherche fondamentale

ORPHÉE est un réacteur essentiellement destiné à fournir des faisceaux de neutrons pour les besoins de la recherche fondamentale. C'est un réacteur de type piscine organisé autour d'un petit cœur très compact de 14 MW, disposé dans un réflecteur d'eau lourde. Neuf canaux horizontaux répartis autour du cœur du réacteur permettent de disposer de 20 faisceaux de neutrons. ORPHÉE dispose également d'un dispositif de neutronographie industrielle et de neuf canaux verticaux permettant des irradiations diverses.

Les circuits sous pression

Les principaux équipements sous pression de ce réacteur sont implantés sur des circuits mis en pression par le fonctionnement des pompes de circulation. Il s'agit principalement du circuit d'eau déminéralisée pour le refroidissement du cœur et de celui pour le refroidissement de la piscine, et de circuits d'eau lourde comme le circuit de refroidissement du réflecteur. Il faut aussi citer la présence d'un échangeur chauffé à la vapeur sur le circuit de retraitement de l'eau lourde. Tous ces circuits ont des pressions maximum de service inférieures à 10 bars.

Les ESPN, au sens de l'arrêté du 12 décembre 2005, se retrouvent sur le circuit de refroidissement du cœur et les circuits d'épuration, et, sur les circuits eau lourde. Ce sont, au total, environ 35 ESPN, tuyauteries ou récipients, sans compter les accessoires sous pression associés, qui sont classés au niveau N3 – Catégorie 0, ou au niveau N2, dont cinq atteignent la catégorie I. En raison du faible risque dû à la pression que traduisent les catégories de ces équipements, les contraintes les plus fortes pour leur maintenance sont liées à leur importance pour les autres paramètres de sûreté de l'installation et ils ne sont pas soumis aux exigences réglementaires de suivi en service imposées par l'arrêté du 12 décembre 2005.

L'exemple du bloc pile

Le bloc pile d'ORPHÉE, pièce maîtresse de l'architecture du réacteur, est composé de trois composants principaux formant deux compartiments. Le premier compartiment canalise l'eau déminéralisée pour assurer le refroidissement du cœur ; il est constitué du bloc tubulaire supérieur et du caisson cœur. Le second compartiment contient l'eau lourde qui fait réflecteur ; il est formé par la cuve eau lourde proprement dite que ferme le caisson cœur. La cuve à eau lourde est un récipient cylindrique en acier inoxydable. L'activité de l'eau due au tritium créé par l'irradiation du deutérium impose le niveau N2 de l'équipement. Son volume de 6000 litres et sa pression maximum de service de 2,5 bars pour une température maximum de 60 °C en font un compartiment de catégorie I. Cependant, lors de certaines opérations, lorsque le cœur est déchargé, l'eau lourde est vidée et remplacée par de l'hélium pour éviter des entrées d'eau. Dans ce cas, le volume du compartiment et le niveau N2 de l'équipement imposent de maintenir la pression du gaz relative à la pression hydrostatique dans la piscine au-dessous de 0,5 bar relatif.

Vissé sur la plaque supérieure de la cuve eau lourde, se trouve le bloc tubulaire supérieur qui, avec le caisson cœur forme le second compartiment de l'équipement. Le caisson cœur, en Zircaloy 2, maintient les éléments combustibles et assure l'étanchéité intérieure de la cuve à eau lourde. Avec un volume total de plus de 4000 litres et une pression maximum de service de 3 bars (dans le bloc tubulaire supérieur), ce compartiment est de catégorie I en raison du niveau N2 de l'équipement. En conséquence, le bloc pile forme un équipement de niveau N2 et de catégorie I pour lequel l'arrêté du 12 décembre 2005 relatif aux équipements sous pression nucléaires n'impose aucune contrainte en exploitation en sus de celles liées à la réglementation nucléaire (arrêté qualité du 10 août 1984).

Le réacteur CABRI pour les études de sûreté des REP

Présentation de l'installation

L'installation CABRI est destinée à étudier le comportement des combustibles des centrales à eau sous pression dans les conditions accidentelles de type injection de réactivité un événement qui surviendrait en cas d'éjection brutale des barres de commande. CABRI a subi d'importants travaux de remise à niveau, de jouvence et de mise en conformité avec les nouvelles réglementations. Les travaux ont été entrepris dès 2002 : renforcement de la tenue au séisme de la cuve, des composants mécaniques de l'installation et des bâtiments, rénovation des circuits de refroidissement et reconfiguration de la ventilation, etc. Le rechargement du cœur, est programmé pour le début de l'année prochaine et le redémarrage du réacteur, prélude à la reprise du programme d'essais, devrait intervenir fin 2010. À ce moment, CABRI disposera pour ces essais d'une "boucle à eau" permettant de simuler la totalité de la séquence accidentelle dans des conditions représentatives d'un REP pour l'ensemble des phénomènes afin d'en étudier les dynamiques et les interactions.

La boucle à eau

CABRI est un réacteur piscine à la pression atmosphérique et comporte une boucle à eau permettant de soumettre le crayon combustible à tester, à une pression de 155 bars et une température de 300 °C, dans un milieu d'eau primaire de REP. Il comprend plusieurs circuits auxiliaires sous pression pour le traitement des effluents gazeux et liquides, la production d'eau ou de réfrigération, et des circuits de gaz associés à la boucle. Parmi ceux-ci, le circuit d'hélium permet, par dépressurisation, de réaliser un accroissement très rapide de la puissance du réacteur. La boucle à eau est constituée d'une enceinte expérimentale, appelée enceinte EP, enfermée dans un tube de sécurité placé au centre du cœur du réacteur. Tous deux sont réalisés en alliages de zirconium (différentes nuances de Zircaloy 4).

Tout comme la double enceinte du tube de force d'ISABELLE 1, ce tube de sécurité a trois fonctions : tout d'abord, isoler thermiquement, par une lame de vide, l'enceinte EP et permettre d'y établir les conditions expérimentales, deuxièmement, permettre la détection de fuites éventuelles par la montée de la pression dans la double enceinte et, enfin, confiner la pression et la radioactivité dans le cas très hypothétique d'une rupture de l'enceinte EP. Celle-ci est reliée par des tuyauteries en acier austénitique (DN25), sous une double enveloppe connectée au tube de sécurité, à un filtre retenant les débris de combustible après l'essai. Un pressuriseur et un réchauffeur permettent de conditionner le fluide primaire avant l'essai, un échangeur permet de le refroidir après l'essai et une pompe assure la circulation du





Image de synthèse représentant le projet de réacteur RJH à Cadarache (Bouches-du-Rhône)

fluide, enfin, un réservoir de décharge recueille le fluide primaire contaminé à la fin de l'essai. L'ensemble de ces équipements est installé dans un caisson de confinement situé dans une casemate hors de la piscine, caisson constituant la deuxième barrière.

Pour la réglementation des appareils à pression, la boucle à eau a été réalisée comme un générateur de vapeur selon le décret du 2 avril 1926 bien que, en raison de leurs faibles volumes, aucun de ses récipients ne soit soumis aux dispositions du décret. En raison de son importance pour la sûreté de l'installation, elle a été dimensionnée et construite selon le code RCC-M niveau I, utilisé pour le circuit primaire des REP. Quelques aménagements ont été nécessaires pour permettre la conception et la fabrication d'équipements en Zircaloy.

La parution de l'arrêté du 12 décembre 2005 relatif aux équipements sous pression nucléaires a conduit à identifier parmi les principaux équipements un récipient de niveau N2, l'enceinte expérimentale (EP) qui sera de catégorie IV et trois récipients de niveau N3 et de catégorie IV : le réservoir de décharge, un réservoir d'effluents gazeux et le pressuriseur.

Les tuyauteries sont de catégorie 0 ou I et leurs niveaux "nucléaires" sont fixés par les récipients auxquels elles sont connectées.

Les dispositions de l'arrêté pour les équipements en exploitation soulèvent des difficultés pour deux équipements dans une installation qui a été conçue avant que ces exigences soient connues :
– pour l'enceinte EP, la présence du tube de sécurité et le jeu réduit de l'ordre de quelques millimètes entre les deux équipements interdit toute inspection visuelle des surfaces externes lors des visites périodiques comme lors des épreuves hydrauliques réalisées pour les requalifications périodiques ;
– pour le réservoir de décharge, la présence d'un serpentin de refroidissement recouvert d'un calorifuge empêche les inspections visuelles de la paroi externe du récipient et la position du réservoir au fond du caisson, sous la protection biologique, et ne permet pas l'accès nécessaire pour le démontage du calorifuge.

Pour ces deux récipients, des demandes d'aménagement aux dispositions de suivi en service ont été déposées.

Le Réacteur Jules Horowitz

Le Réacteur Jules Horowitz (RJH) est un nouveau réacteur de recherche d'une puissance de 100 MW, dédié à l'étude du comportement sous irradiation des combustibles et matériaux nucléaires. Il possède une capacité expérimentale correspondant aux besoins des différentes filières et générations des réacteurs actuels et en développement. Sa construction a débuté fin 2008 sur le site CEA de Cadarache, et sa mise en exploitation est prévue en 2014.

L'installation comprend :
– l'ilot nucléaire intégrant le bâtiment réacteur et le bâtiment des auxiliaires nucléaires ;
– un ensemble de bâtiments annexes dédiés à l'exploitation, au refroidissement du réacteur, et à la préparation des dispositifs expérimentaux.

Les équipements sous pression nucléaires

Le réacteur, fonctionnant sous une pression maximale de 16 bars, est constitué d'équipements sous pression nucléaires tels que définis par l'Arrêté ESPN du 12 décembre 2005. Ceux-ci concernent les récipients, tronçons de tuyauteries et accessoires de sécurité appartenant aux circuits suivants, classés en fonction de leur activité et leur risque pression :
– le circuit primaire de refroidissement du cœur ;
– le circuit primaire de la piscine réacteur et du réflecteur ;
– les systèmes de réfrigération de sauvegarde associés ;
– les circuits d'épuration primaire, de détection de rupture de gaine, de couche chaude piscine réacteur, d'épuration piscine réacteur, et le circuit de balayage des mécanismes ;
– le circuit de refroidissement primaire de la piscine intermédiaire.

Le circuit primaire de refroidissement du cœur comprend trois files de refroidissement en parallèle au niveau des casemates qui se regroupent en une seule file juste en amont de la piscine et du caisson du cœur du réacteur. Cette architecture conduit à avoir trois pompes et trois échangeurs primaires. Avec une température nominale de sortie comprise entre 30 et 45 °C, la pression du circuit primaire a été fixée de manière à disposer d'une grande marge par rapport à la température d'ébullition dans le cas très peu probable d'un accident de réactivité ou de perte du débit de refroidissement du cœur.

Le circuit primaire est considéré comme un ensemble au sens de la réglementation des équipements sous pression. Il est réalisé en acier austénitique hormis le caisson cœur et ses structures internes qui sont prévus en alliage d'aluminium 6061-T6, ce matériau étant choisi pour sa bonne transparence au flux neutronique et sa résistance mécanique.

Au stade actuel de la conception, quatre équipements sous pression nucléaire (récipient) de niveau N2 et de

catégorie II ont été identifiés : le caisson cœur et les trois échangeurs primaires. Les tuyauteries principales sont classées N2 de catégorie II également.

Aujourd'hui, les dispositifs expérimentaux sont en étude faisabilité. Leurs emplacements sont prévus à l'intérieur du caisson, dans le cœur, pour disposer des flux neutroniques maximum, ou à l'extérieur du caisson. Ceci permet de disposer d'une place plus importante et de pouvoir les charger sans arrêter le réacteur. Les dispositifs placés dans le caisson comporteront deux enveloppes : une enveloppe externe fera partie de l'enceinte sous pression du circuit primaire. Une enveloppe interne constituera la paroi résistante à la pression résultant des conditions expérimentales.

Pour assurer le meilleur niveau de qualité pour la conception et la réalisation du réacteur, le CEA a développé depuis 1998 le code RCC-MX (Règles de Conception et de Construction des Matériels mécaniques des Réacteurs Expérimentaux) sur la base du code RCC-MR, code qui fut développé par la France, le Royaume Uni, l'Allemagne et l'Italie pour les réacteurs rapides. Le circuit primaire sera réalisé selon le niveau 1 du RCC-MX, correspondant aux exigences les plus élevées dans l'industrie nucléaire.

Conclusions

Le CEA exploite dans ses installations un certain nombre d'ESPN au sens de l'arrêté du 12 décembre 2005, que ce soit dans des installations de traitement de déchets, dans des cellules chaudes pour des expérimentations particulières, ou dans ses réacteurs expérimentaux. Ce sont, pour la plupart, des équipements uniques, conçus et construits spécialement pour des installations spécifiques. Tous ces équipements sont de niveau N2 ou N3 selon l'arrêté du 12 décembre 2005, ce qui signifie qu'il n'existe pas d'équipement sous pression nucléaire de niveau N1, dont la défaillance pourrait remettre en cause le repli de l'installation en état sûr.

Hormis le Réacteur Jules Horowitz en construction à Cadarache, ces ESPN ont été conçus et fabriqués avant l'entrée en vigueur de la nouvelle réglementation. Le retour d'expérience de l'application de cette réglementation à la conception et à la fabrication d'ESPN pour des installations expérimentales est donc encore très limité.

Dans les réacteurs expérimentaux de type piscine, les ESPN constituant les circuits principaux des réacteurs fonctionnent sous faible pression et à basse température. En dehors des exigences liées à l'évaluation de la conformité par un organisme agréé, les exigences de sûreté précisées par l'arrêté qualité du 10 août 1984 apparaissent alors généralement beaucoup plus contraignantes que les exigences liées à l'application de l'arrêté du 12 décembre 2005.

Pour les dispositifs expérimentaux, mais aussi pour le caisson du RJH, les exigences fonctionnelles de tenue des structures, notamment dans des situations accidentelles très peu probables, et de transparence aux neutrons, pour permettre la réalisation des irradiations, sont contradictoires, conduisant à des choix de matériaux ou à des conceptions complexes pour ces équipements. Egalement, la nécessité de constituer un dispositif à partir de divers composants pour les besoins des expériences (par exemple, différents bouchons porte-échantillon sur un même tube) peut soulever des difficultés d'interprétation de la définition de l'équipement sous pression lors de l'évaluation de conformité de celui-ci.

Pour les conceptions antérieures au 12 décembre 2005, les exigences fonctionnelles, à la fois de résistance mécanique et de transparence neutronique, ont conduit à aménager les dispositions de suivi en service requises par l'arrêté ESPN. Eu égard à la limitation des risques radiologiques au cours des inspections périodiques des équipements, de tels aménagements pourraient également être nécessaires pour les nouveaux dispositifs. ■



Le contrôle en exploitation des équipements sous pression

Inspection of pressurised equipment during operation

par Olivier Veyret, adjoint au chef de la division de Lyon, François Colonna et Sébastien Crombez – adjoints au directeur des équipements sous pression nucléaires (DEP) – Autorité de sûreté nucléaire (ASN)

Les installations nucléaires de base et en particulier les réacteurs à eau sous pression (REP) destinés à la production d'électricité sont des installations qui comprennent de nombreux équipements sous pression, dont l'intégrité est un élément essentiel pour la sûreté. La loi du 13 juin 2006 relative à la sécurité et la transparence en matière nucléaire, dite loi TSN, a confié à l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN), la charge de veiller au respect des dispositions relatives aux équipements sous pression spécialement conçus pour être utilisés dans des installations nucléaires.

Dans le domaine des équipements sous pression nucléaires, l'ASN peut préciser la réglementation par des décisions techniques à caractère réglementaire. Elle prend également les décisions individuelles et contrôle le respect de la réglementation. Si le suivi des équipements en service représente une part importante de ses missions, l'ASN assure également les missions d'évaluation de la conformité des équipements neufs et la délivrance des agréments des organismes habilités à intervenir sur ce sujet. Le champ de compétence de l'ASN, limité auparavant aux équipements sous pression nucléaires, c'est-à-dire dont la défaillance éventuelle est susceptible de conduire à des rejets radioactifs, a récemment été étendu puisque les agents de l'ASN se sont vu confier le contrôle de l'ensemble des équipements sous pression installés dans les installations nucléaires de base (INB).

Pour exercer l'ensemble de ces missions, qui nécessitent des compétences spécifiques, l'ASN s'appuie sur des agents de l'ensemble des divisions territoriales et sur une direction, la direction des équipements sous pression (DEP) qui fournit en particulier un appui technique et réglementaire aux divisions sur les dossiers les plus sensibles et organise les formations destinées à assurer la compétence des agents chargés du contrôle des équipements sous pression.

Les équipements relevant du champ de contrôle de l'ASN sont nombreux et ils sont pour la plupart installés dans les centrales nucléaires de production d'électricité. Ces équipements comprennent en particulier de gros composants comme la cuve du réacteur ou les générateurs de vapeur. Leur contrôle nécessite des bases techniques concernant les matériaux métalliques ainsi qu'une connaissance de la réglementation sur laquelle se basent l'ensemble des actions de contrôle de l'ASN, qui se déclinent sur différents types d'équipements et sous différentes formes, détaillées dans cet article.

Executive Summary

In service inspection of pressure equipments is a key issue for nuclear safety. ASN is in charge of controlling that nuclear installations operate in accordance with all French regulatory requirements concerning pressure equipments. This requires very specific technical and regulatory experience and justifies dedicated inspection actions.

ASN inspectors carry out each years about 50 inspections related to pressure equipments which concern especially: in service inspection, repairing and modifications and periodic requalification, including hydro proof tests. As regards EDF, ASN not only proceeds to inspections in plants but also investigates generic files, especially concerning main primary and secondary systems (maintenance programs, non destructive examination qualification, etc.) and examines the commissioning conditions after each outage. During sheduled outages, ASN also inspects some operations, a great part of them related to nuclear pressure equipments.

These inspections are completed with the surveillance of EDF inspection services, which are in charge of non nuclear pressure equipments with low impact on safety. The ASN also gives agreements to French notified bodies and periodically audit them.

ASN is strongly involved in pressure equipments control but it is considered as necessary to carry out an efficient first or second order surveillance. Experience feedback shows that plants aging can lead to new degradation mechanisms. ASN considers it is important to be sure that the licensee proceeds to all preventive and corrective maintenance operations necessary to the guaranty of pressure equipment integrity.

La réglementation applicable aux équipements sous pression

De façon générale, les équipements sous pression sont soumis aux dispositions de la loi n° 571 du 28 octobre 1943 *relative aux appareils à pression de vapeur employés à terre et aux appareils à pression de gaz employés à terre ou à bord des bateaux de navigation intérieure* et à celles du décret du 2 avril 1926 modifié *portant règlement sur les appareils à vapeur autres que ceux placés à bord des bateaux*, du décret n° 63 du 18 janvier 1943 modifié *portant règlement sur les appareils à pression de gaz* ou du décret n° 99-1046 du 13 décembre 1999 *relatif aux équipements sous pression*.

	Domaine nucléaire			Domaine classique
	Circuit primaire principal des réacteurs à eau sous pression	Circuits secondaires principaux des réacteurs à eau sous pression	Autres équipements	
Construction	• Décret du 2 avril 1926 • Arrêté du 26 février 1974 (1)	• Décret du 2 avril 1926 • RFS II.3.8 du 8 juin 1990 (1)	• Décret du 2 avril 1926 • Décret du 18 janvier 1943 ou • Décret n° 99-1046 du 13 décembre 1999	• Décret n° 99-1046 du 13 décembre 1999
	ou Arrêté du 12 décembre 2005			
Exploitation	• Arrêté du 10 novembre 1999		• Décret du 2 avril 1926 • Décret du 18 janvier 1943 (1)	• Décret n° 99-1046 du 13 décembre 1999 • Arrêté du 15 mars 2000

(1) À partir de 2011, c'est l'arrêté du 12.12.2005 qui s'appliquera à la construction et l'exploitation des ESPN, hormis les circuits primaire et secondaires principaux des réacteurs à eau sous pression pour l'aspect exploitation

Tableau 1 : réglementation des équipements sous pression

Le décret du 13 décembre 1999 définit en outre la notion d'équipements sous pression spécialement conçus pour les installations nucléaires. Les exigences qui s'appliquent à ces derniers diffèrent en cela qu'ils sont soumis à des dispositions particulières dont l'ASN est chargée du contrôle. Ces dispositions, qui relèvent à la fois du régime des installations nucléaires de base (INB) et de celui des équipements sous pression, sont définies par le décret du 13 décembre 1999 et des arrêtés spécifiques, dont celui du 12 décembre 2005 relatif aux équipements sous pression nucléaires (ESPN). La surveillance de l'exploitation des équipements des circuits primaires et secondaires principaux des REP, de part l'impact pour la sûreté d'une défaillance de ces circuits, fait l'objet d'un arrêté à part publié le 10 novembre 1999. L'arrêté "régime INB", dont la rédaction est en cours, se substituera à ces arrêtés et sera précisé par des décisions réglementaires de l'ASN.

Les principes de la réglementation sont ceux de la nouvelle approche, conformément à la directive européenne applicable à l'ensemble des équipements sous pression. Les équipements sont conçus et réalisés par le fabricant sous sa responsabilité ; celui-ci est tenu de respecter les exigences essentielles de sécurité et de radioprotection et de faire réaliser une évaluation de la conformité des équipements par un organisme, tierce partie indépendante et compétente, agréée par l'ASN. Les équipements en service doivent quant à eux être surveillés et entretenus par l'exploitant sous le contrôle de l'ASN et être soumis à des contrôles techniques périodiques réalisés par des organismes agréés par l'ASN. L'ASN assure la surveillance des organismes.

L'article 50 de la loi n° 2009-526 du 12 mai 2009 *de simplification et de clarification du droit et d'allègement des procédures* a modifié la loi du 28 octobre 1943 pour donner également compétence à l'ASN pour contrôler les autres équipements sous pression (dits "classiques ou conventionnels") présents dans une INB. Ainsi, l'ASN assure désormais le contrôle de l'ensemble des équipements sous pression dans les INB.

Le suivi en service des équipements des circuits primaire et secondaires principaux (CPP et CSP) des réacteurs à eau sous pression

La surveillance des équipements sous pression est une responsabilité de l'exploitant qui doit pour cela établir des programmes de surveillance, révisés périodiquement de façon à prendre en compte l'ensemble des connaissances relatives aux modes de dégradation des matériaux et le retour d'expérience français et international. Ces programmes de surveillance sont transmis à l'ASN qui les examine et peut formuler des remarques que l'exploitant est tenu de prendre en compte.

La réalisation de nombreux contrôles par examens non destructifs (END) est l'un des piliers des programmes de surveillance. Afin de s'assurer que ces contrôles permettent de remplir leurs objectifs en terme de détection des défauts éventuels, leurs performances doivent être démontrées par un processus de qualification. Les opérations de contrôle doivent par ailleurs être effectuées par des personnels qui ont au préalable été approuvés. L'ASN veille donc au respect de ces exigences qui garantissent l'efficacité des contrôles effectués sur les équipements du CPP et des CSP.

C'est au cours des arrêts de réacteur qu'ont lieu la plupart des opérations de maintenance et de contrôle. L'ASN examine dans ce cadre les réparations, les interventions notables et les résultats des examens liés au suivi en service des appareils. L'ASN veille également à ce que l'exploitant mette en œuvre les moyens pour connaître l'origine et le risque d'évolution des défauts observés et s'assure que les défauts qui ne sont pas éliminés font l'objet d'une justification suivant des critères



appropriés permettant de démontrer que leur maintien en service ne présente pas de risque. Ces éléments sont essentiels pour permettre à l'ASN de s'assurer que la remise en service des appareils est faite dans des conditions satisfaisantes. Les conditions de remise en service sont soumises au contrôle de l'ASN qui formule des demandes complémentaires lorsqu'elle juge que les conditions requises pour la remise en service du réacteur ne sont pas remplies.

En complément de la surveillance exercée par l'exploitant sur ses circuits, l'ASN contrôle tous les dix ans, lors des requalifications périodiques, le bon état de ses appareils. La requalification périodique comporte trois phases distinctes : la visite de l'appareil, qui comporte des examens non destructifs, l'épreuve hydraulique sous pression, qui consiste en la mise en pression du circuit primaire ou secondaire à un taux de 1,2 fois la pression de conception, et l'examen des dispositifs de sécurité assurant la protection contre les surpressions. L'ASN est destinataire du compte-rendu de la visite complète avant épreuve, comprenant les résultats de tous les contrôles non-destructifs pratiqués, et assiste à l'épreuve hydraulique. Si les résultats des différentes étapes sont satisfaisants, l'ASN prononce alors la requalification de l'appareil concerné.

Ces exemples illustrent la diversité des missions de l'ASN et le fait qu'elle est destinataire de documents à forte composante technique, qu'elle peut être amenée à approuver en fonction de leur importance. Cette action peut s'appuyer sur l'expertise de l'IRSN mais nécessite de la part des agents la mise en œuvre de compétences en matière de soudage, de mécanique de la rupture ou de contrôles non destructifs qui sont acquises par le biais d'habilitations spécifiques aux agents chargés du contrôle des équipements sous pression.

Un exemple d'examen des conditions de remise en service : la présence de dépôts sur des tubes de générateur de vapeur

En septembre 2008, après une opération de nettoyage chimique des générateurs de vapeur (GV), des dépôts ont été observés sur les tubes de l'équipement. Cet événement, signalé dans les documents synthétisant les résultats des contrôles effectués, a été instruit conjointement par l'ASN et son appui technique l'Institut de radioprotection et de sûreté nucléaire (IRSN). EDF a présenté une analyse visant à démontrer l'innocuité de ces dépôts et demandé l'autorisation de remettre en service les équipements. Considérant que l'influence du phénomène sur l'efficacité des contrôles n'était pas connue, l'ASN a demandé à EDF de réaliser des expertises et de procéder, à titre préventif, au bouchage de plusieurs tubes en préalable à la remise en service des circuits.

Un aperçu des dossiers examinés par l'ASN : les générateurs de vapeur

Comme pour l'ensemble des équipements du CPP et des CSP des REP, l'ASN examine les programmes de maintenance d'EDF concernant les générateurs de vapeur (GV). Au cours des dernières années, de nouvelles dégradations sont apparues sur ces équipements ce qui conduit l'ASN à s'assurer que leur traitement est bien pris en compte dans ces programmes. L'ASN, appuyée par l'IRSN, vérifie également la validité des analyses permettant de déterminer la taille des défauts nécessitant un bouchage des tubes concernés. Ceci a conduit l'ASN, en 2009, à demander à EDF de diminuer le seuil initialement proposé.

Dans le cadre de la découverte de dégradations en service, l'ASN est amenée à demander des expertises à EDF qui doit mettre en œuvre les moyens nécessaires pour déterminer l'origine des dégradations. Ainsi, plusieurs extractions de tubes ont été réalisées en 2009 afin de comprendre l'origine et l'évolution des mécanismes de corrosion des tubes de GV.

L'évolution des dégradations affectant les GV conduit à un nombre de tubes obturés parfois important qui rend nécessaire le remplacement de l'équipement. Cette intervention particulièrement lourde fait l'objet d'une instruction par l'ASN qui examine les procédés mis en œuvre. Certaines opérations plus courantes font également l'objet d'un examen et d'une autorisation par l'ASN. Ainsi, à la suite de plusieurs anomalies concernant la pose des bouchons depuis 2008, l'ASN a pris la décision d'accorder au cas par cas l'autorisation de procéder à cette opération.

Enfin, après réalisation d'une opération comme le remplacement d'un GV, l'ASN s'assure qu'EDF met bien en place les contrôles nécessaires à la requalification de l'équipement, en vue de s'assurer de l'absence de dégradations sur l'équipement après quelques mois de service.

Le suivi en service des équipements sous pression nucléaires autres que le CPP et les CSP des réacteurs à eau sous pression

Les équipements des CPP et CSP ne sont pas les seuls équipements dont l'impact sur la sûreté du réacteur en cas de défaillance est important. Les autres équipements sous pressions nucléaires font également l'objet d'actions de contrôle de la part de l'ASN, et parmi eux les circuits de sauvegarde. De nombreuses exigences réglementaires, en particulier en matière d'inspection périodique, de contrôle après réparation et de requalification s'appliquent en effet également à ces équipements.

Le décret du 13 décembre 1999, qui s'applique aux équipements sous pression nucléaires pour ce qui concerne leur exploitation, a été complété par un arrêté spécifique, l'arrêté du 12 décembre 2005, portant spécifiquement sur les équipements sous pression nucléaires (ESPN).

Un exemple de dossier traité par l'ASN : la fatigue thermique

En 1998, après seulement quelques mois de fonctionnement, une fissure a été découverte sur le circuit de refroidissement à l'arrêt (RRA) du réacteur de Civaux 1. À la suite de cet événement, EDF a mis en place plusieurs actions :
– la modification de la configuration du circuit ;
– le remplacement conditionnel des équipements ;
– la mise en place d'un programme de R&D ;
– le recensement de l'ensemble des zones concernées sur les circuits.

Des expertises ont également été réalisées entre 1999 et 2002 pour mieux caractériser le phénomène. Ces actions ont fait l'objet d'une instruction et ont été examinées par les experts de la section permanente nucléaire de la Commission centrale des appareils à pression ce qui a conduit l'ASN à formuler plusieurs demandes de compléments concernant notamment la compréhension du phénomène, le traitement des zones jugées sensibles à ce phénomène et le développement de procédés de contrôle et de réparation.

Par ailleurs, EDF a décliné sa stratégie pour faire face à ce phénomène au travers de dispositions dont l'ASN vérifie la mise en œuvre lors de ses inspections.

Sans modifier les dispositions applicables aux équipements des circuits primaires et secondaires principaux des REP, il précise les exigences applicables aux autres ESPN. Le travail concernant l'application de cet arrêté a déjà débuté et consistera entre autre en l'examen :
– de la cohérence des listes d'équipements sous pression soumis transmises par les différents exploitants nucléaires ;
– des conditions d'approvisionnement des pièces de rechange pour ces équipements ;
– des guides professionnels pour le classement des opérations sur les équipements sous pression ;
– des plans d'entretien et de surveillance des équipements sous pression nucléaire de niveau N1.

Ce travail permettra d'engager dès l'échéance du 22 janvier 2011 les actions de contrôle de l'application de cet arrêté au niveau de chaque installation nucléaire de base.

L'arrêté du 12 décembre 2005 prévoit également la possibilité d'étendre la reconnaissance des services d'inspection, dont les missions sont explicités au paragraphe suivant, aux équipements sous pression nucléaires dès lors qu'ils y sont autorisés par l'ASN. Compte tenu de leur investissement dans le suivi des services d'inspection reconnus et de l'importance positive prise par ces services dans les centrales nucléaires, l'extension de leur reconnaissance aux équipements sous pression nucléaires serait envisageable sous réserve de la fourniture par EDF d'un dossier permettant à l'ASN de se



Inspection de la division de Strasbourg de l'ASN à la centrale nucléaire de Fessenheim pour la 3e visite décennale – Décembre 2009

prononcer favorablement. Cette autorisation nécessite en effet l'acceptation du guide professionnel à partir duquel l'exploitant établit les plans d'inspection de ces équipements. À ce stade, les propositions faites par EDF n'ont cependant pas été jugées satisfaisantes par l'ASN.

Le suivi en service des équipements sous pression conventionnels

La surveillance en exploitation de la partie conventionnelle des centrales nucléaires est régie par les dispositions issues de la réglementation classique des équipements sous pression. Il s'agit essentiellement du décret n° 99-1046 du 13 décembre 1999 et de l'arrêté du 15 mars 2000. La surveillance de ces équipements dits conventionnels installés dans les INB, confiée à l'ASN au cours de l'année 2009, est réalisée en relation avec les divisions techniques et les pôles inter-régionaux des DRIRE ou des DREAL de manière à préserver une approche cohérente pour la surveillance de ces équipements sur les différents secteurs industriels.

Parmi les dispositions réglementaires relatives à la surveillance en exploitation des équipements figurent notamment les inspections et les contrôles périodiques ainsi que les contrôles après réparation. Les inspections périodiques sont réalisées sous la direction du service d'inspection de l'exploitant. Lorsque ce service interne de l'exploitant est reconnu par le préfet, les inspections périodiques peuvent être établies suivant un guide professionnel approuvé par l'administration et selon des modalités spécifiques associées aux probabilités et aux conséquences des défaillances identifiées. Cette approche ainsi graduée contribue à renforcer la sécurité des équipements. À ce jour, 18 services d'inspection des centrales nucléaires d'EDF ont été reconnus.

L'ASN s'implique fortement dans la démarche de reconnaissance et de surveillance des services d'inspection reconnus. À ce titre, elle réalise d'une part les audits de reconnaissance et de renouvellement ayant lieu tous les trois ans en associant les auditeurs des pôles équipements sous pression des DRIRE ou des DREAL, et d'autre



part les visites de surveillance des services d'inspection reconnus. Les visites de surveillance, au nombre de deux à quatre par an par service d'inspection reconnu sont effectuées sur la base d'un référentiel établi en application de la norme ISO 17020 relative au fonctionnement des organismes procédant à l'inspection.

Les visites de surveillance aussi bien que les audits de reconnaissance s'appuient sur la connaissance qu'a l'ASN de l'organisation de la centrale nucléaire inspectée. Concernant les équipements sous pression conventionnels, les interventions de l'ASN sont donc à la fois techniques et organisationnelles.

L'ASN n'exerce pas seulement un contrôle de second niveau sur les services d'inspection de l'exploitant. En effet, sur des sujets présentant soit des enjeux particulièrement importants pour la sécurité soit un caractère générique, l'ASN peut examiner directement auprès des services d'inspection et des services centraux d'EDF qui coordonnent les engagements nationaux, les dispositions prises pour assurer la sécurité des équipements.

Les organismes habilités sont également des acteurs importants dans le suivi en service des équipements sous pression (arrêté du 28 décembre 2007 portant habilitation des organismes APAVE Groupe, ASAP et Bureau Véritas). En effet, les actions de contrôle évoquées précédemment doivent être réalisées par ces organismes habilités.

De manière plus précise, cela concerne :
– la visite complète et le renouvellement d'épreuve ainsi que le suivi de la réparation des équipements sous pression nucléaires soumis au décret du 2 avril 1926 ou du 18 janvier 1943 ;
– la requalification périodique ou le contrôle après intervention notable des équipements sous pression soumis à l'arrêté du 15 mars 2000.

Sous la direction des services d'inspection reconnus, il peut également leur être confié des actions d'inspections périodiques. Par ailleurs, lorsqu'ils sont agréés par l'ASN, ces mêmes organismes peuvent réaliser, des interventions relatives au contrôle périodique et au contrôle après réparation des équipements sous pression nucléaires.

Un exemple de dossier traité par l'ASN : la dégradation des sécheurs surchauffeurs

Des dégradations importantes liées aux mécanismes de corrosion et d'érosion ont été récemment détectées sur les sécheurs surchauffeurs (GSS) de certains réacteurs du palier 1300 MWe. Ces équipements, destinés à sécher et surchauffer la vapeur provenant des générateurs de vapeur, sont des équipements sous pression qui présentent des risques pour la sécurité du personnel : ils sont constitués d'une enceinte de plus de quatre mètres de diamètre, de vingt mètres de long et dimensionnée à la pression de dix-sept bar et à une température de 300 °C. Les dégradations mises en évidence ont atteint jusqu'à près de la moitié de l'épaisseur initiale. L'exploitant a engagé un programme de réparation, de contrôle et de justification des zones affectées par ces dégradations.

L'ampleur des dégradations constatées a mis en défaut les méthodes et les programmes de surveillance définis par le service d'inspection. L'ASN poursuit actuellement l'examen des dispositions envisagées par EDF afin de veiller à ce que les programmes de réparation et d'inspection envisagés soient appropriés aux cinétiques des dégradations caractérisées.

Les actions d'inspection et de supervision réalisées par l'ASN dans le domaine des équipements sous pression

Le suivi de l'ensemble des équipements sous pression d'une installation nucléaire de base constitue un enjeu majeur pour l'ASN, et son niveau d'implication est à la hauteur de ces enjeux. Les connaissances spécifiques, tant techniques que réglementaires, nécessaires au contrôle de ces équipements justifient un traitement à part. Les missions d'inspection, réparties entre les divisions territoriales et la direction des équipements sous pression (DEP) représentent une part importante des actions réalisées sur les installations nucléaires de base et en particulier les réacteurs électronucléaires.

Les actions d'inspection, dont l'objectif est de s'assurer de la conformité des équipements aux référentiels appliqués, sont structurées selon les différents référentiels. Ainsi, environ 50 inspections spécifiques aux équipements sous pression nucléaires sont réalisées chaque année sur l'ensemble des installations nucléaires de base suivant trois thèmes majeurs : les inspections périodiques, les réparations et modifications et les requalifications périodiques. En ce qui concerne EDF, les actions au sein des centrales sont complétées par des inspections menées dans les services centraux lorsque ceux-ci assurent une coordination nationale (par exemple dans les domaines de la qualification des examens non destructifs, de l'élaboration des programmes d'inspection en service, etc.) ou lorsqu'ils sont délégués par les centres de production pour certaines opérations spécifiques telles que les opérations de bouchage des tubes des générateurs de vapeur.

Les actions d'inspection sont également complétées par celles relatives à la surveillance des services d'inspection reconnus mentionnés précédemment. Par ailleurs, l'ASN exerce, dans le cadre du contrôle des arrêts de réacteur, des visites de chantier au cours desquelles le thème des équipements sous pression est fréquemment examiné.

L'ASN exerce également le contrôle des actions déléguées aux organismes habilités et agréés. Ce contrôle est réalisé sur la base d'un référentiel établi en application de la norme ISO 17020 relative au fonctionnement des organismes procédant à l'inspection. Il s'exerce par l'intermédiaire d'audits périodiques renouvelés tous les

trois ans et de visites de supervision qui peuvent concerner des équipements sous pression nucléaires ou non.

Ainsi, à titre d'exemple, la division territoriale de Lyon a en charge le contrôle de 4 centres nucléaires de production d'électricité pour un total de 14 réacteurs. Chacun de ces quatre établissements dispose d'un service d'inspection reconnu. La division de Lyon s'est organisée en conséquence et un inspecteur habilité de niveau 2 est dédié à temps plein à la question du suivi des équipements sous pression de son territoire de contrôle.

Pour l'année 2008, le panorama de ces activités s'établit comme suit :
– 11 visites de surveillance des services d'inspection reconnus ;
– 4 visites de surveillance spécifiques aux équipements sous pression nucléaire ;
– 2 supervisions d'organisme ;
– 2 audits de reconnaissance ;
– 2 inspections sur la thématique des équipements sous pression réalisées sur des établissements du pôle en de la division en charge des laboratoires, des usines, des déchets et du démantèlement.

Concernant la division de Lyon de l'ASN, le contrôle des équipements sous pression représente ainsi environ 14 % des inspections réalisées par l'entité et mobilise environ 20 % des unités d'œuvre de l'équipe de la division en charge du contrôle des centres nucléaires de la production d'électricité.

Au sein de la direction des équipements sous pression, onze ingénieurs se consacrent au suivi en service des équipements sous pression. Ils assurent le suivi des thématiques dites "génériques", c'est-à-dire communes à plusieurs réacteurs du parc électronucléaire français, le suivi du vieillissement des matériels, l'instruction des dossiers relatifs à certaines interventions et apportent un appui technique aux divisions sur les sujets dont la complexité ou l'importance le justifie et lors des phases de remise en service des réacteurs d'EDF. Parmi les dossiers qui ont été traités par la DEP, on peut citer l'instruction de l'ensemble des programmes de maintenance



Inspection de la division de Lyon de l'ASN à la centrale nucléaire du Tricastin - Mai 2009

relatifs aux équipements du CPP et des CSP des REP en 2008 ; l'instruction en cours, avec l'appui de l'IRSN, du dossier visant à démontrer la tenue en service des cuves pour les dix années suivant la troisième visite décennale des réacteurs de 900 MWe, l'examen des dossiers relatifs à des interventions importantes sur les circuits comme le remplacement des GV ou leur nettoyage chimique.

Cette forte implication est nécessaire pour assurer un contrôle permanent, de premier ou de deuxième niveau, sur les équipements. Le retour d'expérience d'exploitation montre en effet que le vieillissement des installations est susceptible de conduire à de nouvelles dégradations, comme ce fut le cas en 2008-2009 sur les modèles de générateurs de vapeur les plus anciens. Il convient donc de veiller à ce que l'exploitant conserve une approche prudente face à ces phénomènes et réalise le volume de contrôle et de maintenance nécessaire au maintien dans un état satisfaisant les équipements de ses installations. ■



La requalification périodique des équipements sous pression

par Henry de Saxcé, chargé d'affaires à la Direction des équipements sous pression nucléaires DEP – Autorité de sûreté nucléaire (ASN)



Suivi de la mesure de pression lors de l'épreuve hydraulique du circuit primaire principal du réacteur 2 de Cattenom en 2008

En application de la réglementation, l'exploitant doit faire procéder tous les dix ans à la requalification de ses équipements sous pression. La requalification d'un équipement est un contrôle qui permet à l'ASN de s'assurer qu'après dix ans d'exploitation, l'équipement ne présente pas de défauts pouvant remettre en cause son intégrité. La requalification est un contrôle obligatoire pour tous les équipements qui contiennent du fluide avec une pression supérieure à 0,5 bar relatif. Pour les équipements les plus importants, comme ceux des circuits primaires et secondaires principaux des réacteurs à eau pressurisée, l'ASN assure ce contrôle par ses propres moyens. Pour les autres équipements sous pression nucléaire, l'ASN agrée des organismes qui peuvent prononcer la requalification des équipements, c'est-à-dire se prononcer sur l'aptitude de l'équipement à être remis en service.

Quel que soit l'équipement sous pression, la requalification comporte trois phases de contrôle distinctes :
– la visite ;
– l'épreuve hydraulique ;
– l'examen des dispositifs de protection contre les surpressions (soupapes par exemple).

La visite est un examen de l'équipement effectué sous la direction d'un expert. Elle comporte notamment, lorsque c'est nécessaire, des contrôles non destructifs tels que des radiographies ou des mesures d'épaisseur, afin de s'assurer de l'absence de défauts qui ne seraient pas visibles. Si cette visite est satisfaisante et ne met pas en évidence de défauts, l'équipement fait l'objet d'une épreuve hydraulique. L'épreuve hydraulique sous pression permet de tester la résistance de l'appareil à une pression supérieure de 20 à 50 % à la pression de service maximale. Cette épreuve se déroule en présence d'un inspecteur de l'ASN qui s'assure du maintien de l'intégrité de l'appareil durant le temps d'épreuve, c'est-à-dire de l'absence de fuites ou de déformation de l'appareil. Une fois l'épreuve terminée, un dernier contrôle est nécessaire : la vérification du bon état et du bon fonctionnement des accessoires de protection contre les surpressions. Ce contrôle est adapté aux caractéristiques techniques du système de protection contre les surpressions de l'appareil (disques de rupture, soupapes pilotées ou non…). Par exemple, pour des soupapes traditionnelles, le contrôle de la bonne ouverture de ces soupapes à une pression inférieure ou égale à la pression maximale de service est un critère largement utilisé. Pour des dispositifs plus complexes tels que les soupapes SEBIM pilotées qui protègent le circuit primaire principal plusieurs actions de maintenance et d'essai sont nécessaires.

Après avoir subi de manière satisfaisante chacune de ces phases de contrôle, l'équipement est "requalifié". L'ASN ou l'organisme qu'elle a agréé établit un procès-verbal attestant de la requalification de l'équipement et de sa conformité aux exigences réglementaires applicables. Chaque année, en moyenne, 450 équipements sous pression nucléaires sont requalifiés dans les installations nucléaires de base. Ces contrôles de premier niveau permettent à l'ASN d'être au plus près des équipements et d'appréhender au mieux leur état. ■



Visite de la division de Strasbourg de l'ASN au palier d'épreuve lors de la requalification périodique du réacteur 2 de Cattenom en 2008

Le contrôle des ESPN par les organismes agréés

Inspection of pressurised nuclear equipment by certified organizations

Entretien[1] avec Yves Marez, président de l'Association pour la qualité des appareils à pression (AQUAP)



Pôle de formation de l'APAVE à Cherbourg

M. Marez, pouvez-vous nous résumer le parcours qui vous a conduit à la présidence de l'AQUAP ?

Je travaille dans le secteur des équipements sous pression depuis le tout début de ma carrière. J'ai démarré par une expérience de douze années au Centre Technique des Industries Mécaniques (CETIM) à Senlis. Ensuite, je suis parti dans l'industrie comme directeur technique de la CEREC, filiale de Vallourec, leader européen des fonds bombés emboutis. J'ai par la suite rejoint le syndicat professionnel du SNCT, Syndicat National de la Chaudronnerie, de la Tuyauterie et de la maintenance industrielle en tant que délégué général avant de prendre la responsabilité du département Gapave Pression à APAVE GROUPE.

Qu'est-ce que l'AQUAP ? Qui la compose et quels sont ses domaines d'intervention ?

L'AQUAP a été créée le 17 octobre 1978. C'est une association technique regroupant des organismes de contrôle qui définissent et écrivent ensemble des méthodologies afin d'appliquer les mêmes procédures chez leurs clients respectifs. L'AQUAP rédige également des fiches d'interprétation de la réglementation destinées aux organismes, aux fabricants et aux exploitants. L'AQUAP n'est pas un syndicat professionnel.

Depuis la mise en application de la nouvelle réglementation des équipements sous pression, l'AQUAP regroupe tous les organismes habilités par le MEEDDM, et notifiés à la Commission Européenne pour l'évaluation de la conformité des équipements sous pression neufs suivant la Directive 97/23/CE et habilités pour le suivi des équipements en service. Cette association regroupe également les organismes d'inspection des utilisateurs d'EDF et de GDF, appelés organes d'inspection des utilisateurs (OIU).

Au fur et à mesure de l'évolution des réglementations et des missions des organismes, les statuts de l'association ont été adaptés.

L'AQUAP est composée :

Des membres adhérents :
– APAVE GROUPE,
– ASAP, qui est une association indépendante regroupant des organismes d'inspection (Dekra, Socotec, l'Institut de Soudure, SGS Qualitest Industrie)
– Bureau VERITAS

Des membres associés :
– Les organismes d'inspection des utilisateurs d'EDF et de Gaz de France (GDF Suez)

Des membres affiliés :
Le COLEN, structure mise ne place pour le secteur nucléaire, composé des fabricants de composants nucléaires de niveau N1 comme AREVA NP, AREVA TA, Mitsubishi, Westinghouse, DCNS ainsi que des exploitants EDF, le CEA, GDF Suez en tant que futur utilisateur, et des syndicats professionnels...). L' ASN et le Bureau de la Sécurité des Équipements Industriel y sont également représentés.

1. Propos recueillis par Séverine Aurin-Léon.



L'AQUAP s'est adaptée et a associé de nouveaux membres en prenant soin qu'il s'agisse à chaque fois d'organismes agréés pour l'évaluation de conformité et qu'ils répondent à ses critères de compétences et de besoins.

Les échanges de connaissances entre les organismes se traduisent par l'élaboration, de méthodologies communes et des procédures AQUAP. Il n'existe pas de formation commune ; celle-ci demeurant interne à chaque organisme. Les échanges techniques reposent sur les méthodologies à appliquer et sur certaines interprétations de la réglementation. Ceci se traduit par l'établissement des fiches AQUAP qui retranscrivent la position commune de l'ensemble des organismes sur une question posée soit par un fabricant soit par un exploitant. Le COLEN poursuit la même démarche dans le domaine nucléaire puisqu'il élabore également des fiches COLEN qui constitueront des interprétations de la réglementation ESPN.

Les domaines couverts par les travaux de l'AQUAP concernent en particulier l'évaluation de conformité des équipements sous pression neufs, la qualification des modes opératoires de soudage et d'assemblages permanents et la qualification du personnel réalisant ces assemblages, et le suivi des équipements en service.

Pour ce qui concerne la réglementation française des équipements en service, les organismes membres de l'AQUAP assurent le suivi réglementaire des équipements sous pression dans les entreprises.

Quelles sont les missions spécifiques des organismes agréés pour le contrôle de ces équipements dans le cadre de la Directive Équipements sous Pression ?

• Hors nucléaire :

Auparavant, les DRIRE étaient responsables de la vérification des dossiers relatifs aux appareils à pression construits suivant les décrets de 1926 et de 1943. Les organismes assumaient des tâches d'inspection et de surveillance de construction des équipements neufs. La réglementation était française et non européenne, et entre les pays européens, la libre circulation des produits n'existait pas.

Aujourd'hui, avec la directive 97/23/CE, le paysage européen, et particulièrement français a changé. Dès l'entrée en vigueur de cette Directive, le rôle d'évaluation de conformité a été dévolu aux organismes notifiés. Pour la France, ceci s'est fait au travers d'habilitations et de la notification à la Commission Européenne des organismes habilités. Désormais, l'évaluation de conformité est pratiquée dans le respect des exigences essentielles de sécurité contenues dans cette directive. Si l'évaluation est satisfaisante, on procède au marquage CE de l'équipement. Ce marquage permet la libre circulation des produits au sein de l'Union Européenne. La nouvelle réglementation a été à ce niveau essentielle. De fait, la mission des inspecteurs et les relations avec les fabricants ont évolué et la philosophie des missions d'inspection en a été bouleversée.

Cette directive européenne est mise en place depuis douze ans. Les états membres notifient leurs propres organismes. Pour une bonne application de ce texte, cette directive doit faire l'objet d'une interprétation commune. Pour ce faire, sous l'égide de la Commission, a été mise en place un forum, le CABF (Conformity Assessment Bodies Forum) et un groupe de travail européen (Working Group Pressure) auquel participent les états membres pour entériner les positions prises au CABF. Ce groupe de travail est une structure chargée de valider des fiches d'interprétation appelées "orientations européennes". En France, elles sont d'application obligatoire par les organismes habilités pour répondre à certaines questions d'interprétation de la directive.

À l'échelle mondiale, il n'existe pas de réglementation commune. En Europe, nous disposons du marquage CE. Les États-Unis, pour leur part, disposent d'une réglementation basée sur un code bien connu appelé code ASME (American Society of Mechanical Engineers). La certification ASME est formalisée par différents poinçons. Par ailleurs, la Chine et la Russie possèdent leurs propres réglementations. La tendance mondiale actuelle vise à conserver les réglementations nationales, même si des rapprochements sont régulièrement à l'ordre du jour lors de rencontres internationales.

• Sur le marché du nucléaire :

La nouvelle réglementation du nucléaire est basée sur les principes de la directive 97/23/CE. Dans le décret 99-1046 qui transpose cette directive en droit français, il est stipulé que l'État français doit prévoir un arrêté complémentaire traitant spécifiquement des équipements sous pression nucléaires. Il s'agit de l'arrêté du 12 décembre 2005. Il traite des Équipements Sous Pression Nucléaires.

Pour l'application de cet arrêté sont agréés par l'ASN les organismes notifiés suivants : Apave Groupe, ASAP, Bureau Veritas, AIB Vinçotte International et Hartford Steam Boiler Insurance and Inspection Company (deux organismes étrangers mais agréés par l'ASN pour travailler suivant la réglementation ESPN).

Dans le paysage nucléaire mondial d'aujourd'hui, chaque pays applique sa propre réglementation. Il n'est pas simple d'appliquer la directive 97/23/CE à l'ensemble des pays européens pour les équipements conventionnels, chacun pouvant avoir son interprétation et des comportements liés à l'histoire nationale. En effet, avant cette directive, chaque pays avait des pratiques industrielles et des cultures nationales. C'est parfois le plus délicat à gommer. Même avec l'arrivée de la directive européenne, certaines pratiques n'ont pas disparu. Aussi, l'harmonisation en Europe étant compliquée à mettre en œuvre, je pense qu'il serait très difficile de faire de même à l'échelle mondiale.

Pour ce qui est de la France, notre réglementation repose sur l'application des exigences essentielles de sécurité contenues dans la directive 97/23 et dans l'arrêté ESPN. Pour respecter ces exigences, les fabricants et les

organismes agréés se basent sur les codes de construction et/ou sur les normes européennes. Au niveau mondial, deux codes sont plus fréquemment utilisés : le RCCM et l'ASME Section III.

S'agissant des contrôles, les membres de l'AQUAP disposent de laboratoires, tout comme l'Institut de Radioprotection et de Sûreté Nucléaire (IRSN) qui travaille en étroite collaboration avec l'ASN. Les laboratoires des membres de l'AQUAP sont généralement agréés par le COFRAC (comité chargé de l'accréditation des laboratoires et des organismes d'inspection). Il s'agit, pour la plupart, de laboratoires de mesures qui nous permettent de vérifier la conformité des matériaux utilisés. Ce ne sont pas des laboratoires de recherche.

Quelles sont les procédures évaluant la conformité des équipements neufs ?

Les procédures utilisées pour les équipements neufs sont prévues principalement dans le guide de l'ASN sur l'évaluation de la conformité[2]. Les exigences réglementaires sont basées sur celles de la directive 97/23/CE, auxquelles sont ajoutées les exigences spécifiques de l'arrêté ESPN.

Il existe par ailleurs des outils sur lesquels les fabricants s'appuient, tels que les codes de construction. Les membres de l'AQUAP vérifient d'une part que les équipements sont construits conformément aux codes de construction déclarés et d'autre part au respect des exigences essentielles de sécurité applicables. Ce principe constitue la base de nos procédures. Chaque organisme a retranscrit ensuite ce processus dans sa méthodologie interne.

Concrètement, dans la directive 97/23/CE, sont définies des "catégories de risques" suivant le risque pression de l'équipement. Ainsi, pour les récipients, la détermination de la catégorie de risque est quantifiée en fonction du produit "volume pression interne du récipient" (PSxV) ; pour les tuyauteries, en fonction du produit "diamètre pression" (PSxDN). Ce résultat est ensuite reporté dans des tableaux déterminant des catégories de risques en intégrant la dangerosité du fluide contenu dans les équipements.

En fonction de ces catégories de risques, des modules d'évaluation de conformité sont appliqués. Il existe des modules pour lesquels la conception doit être vérifiée par l'organisme. D'autres plus simples, lorsque les risques pression sont minimes, (module A1 en catégorie II), seule une vérification finale est effectuée par le fabricant, ce dernier étant surveillé par l'organisme agréé.

Pour les équipements nucléaires, dits de niveau N1, il faut appliquer la combinaison de deux modules (H+G). Cette combinaison impose l'évaluation du système qualité du fabricant (H) par un organisme agréée, et un suivi régulier et une surveillance des fabrications (G), ce module étant de la responsabilité de l'ASN.

Aussi, qu'il s'agisse d'un équipement individuel ou de série, les modules seront adaptés aux conditions de conception et de fabrication. Chaque module décrit précisément les différentes procédures à appliquer pour l'évaluation de la conformité, par conséquent les matériaux et la note de calcul ne sont pas les seuls éléments à être concernés par l'évaluation.

Quel est votre point de vue concernant la coordination des actions de contrôle et des missions avec l'ASN ?

L'AQUAP entretient, avec l'ASN, d'excellentes relations et de très bons échanges sur la notion d'évaluation de la conformité des ESPN. Des représentants de l'AQUAP, les fabricants ainsi que les exploitants ont participé à l'écriture du guide n° 8 de l'ASN. Il pose des bases solides pour l'évaluation de la conformité.

En revanche, nous avons rencontré plus de difficultés avec le projet du guide d'applications de l'arrêté, et il nous fait toujours cruellement défaut. Nous espérons qu'avec la création du COLEN et la parution des fiches, les fabricants, les exploitants et les organismes pourront trouver les bonnes réponses à ces questions d'application, c'est un réel challenge. Certaines de ces fiches réponse seront validées par l'ASN. Ceci nous permettra en retour d'obtenir une position commune à l'interprétation et à l'application de l'arrêté.

L'application du principe de la nouvelle approche, apportée par la Directive 97/23/CE dans le domaine du nucléaire constitue un bouleversement des cultures par rapport aux pratiques précédentes.

Dans les faits, il a fallu envisager la mise en place de nouvelles pratiques. L'arrivée de la nouvelle réglementation ESPN basée sur la directive constitue un nouveau concept auquel les acteurs du secteur nucléaire n'étaient pas réellement préparés. Jusqu'à présent, ils n'avaient pas pour habitude d'utiliser, pour la fabrication des équipements nucléaires, cette directive élaborée initialement pour les équipements conventionnels. Tous les intervenants n'ont pas encore intégré l'esprit de la directive et la façon dont l'évaluation de conformité doit être traitée. Avec l'arrivée de la nouvelle réglementation, sont venus se greffer les organismes agréés, les nouveaux "troubles fêtes du paysage nucléaire". les acteurs du secteur nucléaire n'étaient pas habitués à voir intervenir les organismes dans ce secteur !

Pouvez-vous nous parler d'actions concrètes de contrôle ?

Certains membres de l'AQUAP se sont vus confier par l'ASN, dans le cadre du module G, des mandats portant sur la surveillance des opérations de fabrication des générateurs de vapeurs du projet d'EPR de Flamanville et sur les générateurs de vapeur de remplacement du parc existant.

2. Évaluation de la conformité des équipements sous pression nucléaires. Guide de l'ASN n° 8 Version 1 du 31.03.2009.



Afin de préciser la notion de mandat, dans le conventionnel, une fois notifiés, les organismes interviennent directement pour procéder à l'évaluation de la conformité.

Pour ce qui concerne le niveau N1 des équipements nucléaires, nous intervenons sur mandats de l'ASN pour procéder aux inspections de fabrication dans le cadre du module G dont l'ASN a la charge. Pour les équipements de niveau N2 et N3, nous sommes dans la même configuration que dans le conventionnel. Nous effectuons l'évaluation de conformité de façon autonome. Dans ce cas, nous intervenons en tant qu'organisme agréé (sans mandat de l'ASN).

Les mandats relatifs l'EPR Flamanville peuvent poser parfois quelques difficultés dans la mesure où l'application de la nouvelle réglementation ESPN s'est faite postérieurement au démarrage de certaines phases de la conception et de certaines opérations de qualification de composants utilisés sur ce projet.

Quelles sont les incidences que ces contrôles peuvent avoir sur la production ?

Certains types d'inspection peuvent se répercuter parfois sur les délais de production. Le contrôle de l'ensemble documentaire émis par le fabricant, pour les équipements de niveau N1 doit être effectué par l'ASN qui ensuite mandate les organismes. Après réalisation des inspections, vient la rédaction des rapports et la levée des écarts détectés. Toute cette chaîne, malgré les efforts de chacun, freine un peu le flux de réalisation des équipements. À ce stade de l'application de la réglementation ESPN et avec le retour d'expérience depuis deux années, il y a peut-être lieu de réfléchir à de nouveaux dispositifs à mettre en place dans ce processus de déroulement des inspections.

Pouvez-vous définir la nature des relations que vous entretenez avec les exploitants ?

En ce qui concerne les équipements neufs, l'exploitant n'est pas notre interlocuteur direct, c'est d'avantage le fabricant. Nous avons, certes, des contacts avec l'exploitant quand il s'agit d'EDF ne serait-ce que par son organisme d'inspection agréé. Toutefois, l'organisme d'inspection des utilisateurs (CEIDRE) ne peut pas travailler sur l'évaluation de conformité d'équipements pour lesquels EDF s'est déclaré fabricant.

Nous entretenons aujourd'hui des relations étroites avec EDF exploitant, et surveillons les installations conventionnelles en service du parc nucléaire actuel. Nous sommes présents dans les centrales pour assurer les inspections périodiques et les requalifications d'équipements sous pression. La date d'application de l'arrêté ESPN dans le domaine des équipements en service est janvier 2011 et nous allons également procéder aux requalifications des équipements sous pression nucléaires.

Pour conclure, la mise en place de la réglementation ESPN nécessite du temps, de l'implication et de la pédagogie. Nous ne sommes pas encore en régime de croisière et sommes encore à un stade où cette mise en place n'a pas complètement abouti. Nous essayons de régler les difficultés au fur et à mesure de l'avancée du projet mais nous sommes sur la bonne voie. La contrainte actuelle est d'appliquer une réglementation à des projets ou des documents qui ont été conçus avant même la mise en œuvre de cette réglementation.

Si je devais apporter des suggestions ou améliorations, cela concernerait la nécessité de maintien de la fluidité de la production durant les inspections. Aujourd'hui le mandatement se pratique par opérations successives. Ces dernières années, les organismes de contrôle ont beaucoup investi en terme de formation de leurs experts et il serait souhaitable d'étendre notre champ d'action au niveau N1 en élargissant notre rôle à l'évaluation de conformité globale. Je souhaiterai une extension du rôle des organismes sous la surveillance régulière de l'ASN. C'est une piste de réflexion dont nous ne devons pas faire l'économie.

Enfin, compte tenu de l'accroissement de l'activité nucléaire, il est essentiel d'anticiper les actions futures à mettre en place en profitant du retour d'expériences depuis le début de l'application de cette réglementation il y a deux ans. Il est indispensable de prévoir rapidement des dispositifs capables de répondre aux besoins qui vont émerger, par exemple, la prise en compte par le COLEN du titre III de l'arrêté concernant les équipements en service, devra se faire rapidement. ■

LE CONTRÔLE ET L'EXPERTISE

Vers un renforcement des contrôles réalisés sur les équipements sous pression et les canalisations de transport...

Towards a strengthening of inspections carried out on pressurised equipment and pipework...

par Stéphane Noël, Chef de la mission sûreté nucléaire et radioprotection, et du Bureau de la sécurité des équipements industriels, Direction générale de la prévention des risques – Ministère de l'écologie, de l'énergie, du développement durable et de la mer (MEEDDAT)

À la suite de la dernière élection présidentielle, une importante restructuration du paysage administratif a été engagée. Des missions qui relevaient historiquement du ministère de l'Industrie sont désormais exercées par le ministère du Développement durable qui a notamment en charge toute la politique de prévention des risques technologiques.

La Direction générale de la prévention des risques (DGPR) de ce ministère est désormais chargée de la maîtrise des risques technologiques ce qui ouvre de nouvelles perspectives en matière de gestion des risques accidentels en offrant la possibilité d'une approche "intégrée" permettant d'aborder une installation industrielle sous l'ensemble de ses facettes.

Au sein de la DGPR, le bureau de la sécurité des équipements industriels (BSEI) est en charge de la sécurité des équipements sous pression, ainsi que des canalisations de transport du gaz, des liquides inflammables et des produits chimiques. Après une rapide présentation des contrôles réalisés sur ces équipements, les enjeux associés à leur sécurité seront abordés et notamment :
– l'adéquation des contrôles réalisés au regard des défauts susceptibles de naître et d'évoluer dans les structures ;
– la maîtrise du vieillissement ;
– la gestion de la qualité des équipements neufs.

Les principes généraux du suivi en service des équipements sous pression...

De manière générale, les équipements sous pression (ESP) doivent faire l'objet d'inspections périodiques (périodicité allant de 12 à 40 mois en fonction de la nature des équipements). L'inspection périodique comprend a minima une vérification extérieure, une vérification intérieure et un examen des accessoires de sécurité (ex. soupapes). Elle est réalisée sous la responsabilité de l'exploitant de l'équipement. Puis, généralement tous les 10 ans, les ESP doivent faire l'objet d'une requalification périodique ; elle doit impérativement être effectuée par un organisme habilité par le ministère du développement durable. La périodicité entre 2 requalifications peut être réduite, par exemple lorsque l'ESP contient des gaz très toxiques. Elle comprend l'inspection (interne et externe), le contrôle des accessoires de sécurité et l'épreuve hydraulique de l'équipement sous pression qui est sollicité à une pression nettement supérieure à sa pression normale de service. Cette requalification permet de vérifier la bonne intégrité de l'appareil. Elle est normalement réalisée sous eau (ou à l'aide d'un fluide incompressible).

Des aménagements peuvent être sollicités par les exploitants pour mettre en place des méthodes alternatives de requalification des équipements sous pression. Ces aménagements font l'objet de cahiers techniques professionnels reconnus par l'administration (ou de dérogations accordées par le préfet s'il s'agit d'une demande individuelle). Le remplacement ou la dispense d'épreuve hydraulique ne peut être sollicité qu'à partir du moment où sa réalisation présente des difficultés majeures.

Parmi les méthodes alternatives les plus développées figurent les contrôles par émission acoustique. Cette

Executive Summary

Following the last presidential election, a major restructuring of the administrative landscape was set in motion. Tasks that historically were the responsibility of the Ministry of Industry are now carried out by the Ministry of Sustainable Development, which in particular is responsible for the whole policy to do with the prevention of technological risks.

The General Directorate for the Prevention of Risks (*Direction générale de la prévention des risques* (DGPR)) of this ministry is now responsible for controlling technological risks, opening up new perspectives in terms of managing accidental risks and offering a new opportunity for an "integrated" approach, making it possible to deal with an industrial installation in all its facets.

Within the DGPR, the Office for the Safety of Industrial Equipment (*bureau de la sécurité des équipements industriels* (BSEI)) is responsible for the safety of pressurised equipment, as well as pipes carrying gas, inflammable liquids and chemical products. After a quick presentation of the inspections carried out on this equipment, issues to do with their safety will be dealt with and in particular:
– the suitability of inspections carried out in the light of faults that are likely to occur and develop in the structures;
– control of ageing;
– management of the quality of new equipment.







Site web du ministère de l'Écologie, de l'Énergie, du Développement durable et de la Mer, www.developpement-durable.gouv.fr

méthodologie, qui fait en France l'objet d'un guide de bonnes pratiques développé au sein de l'AFIAP (Association française des ingénieurs en appareils à pression) permet, dans des conditions proches des conditions normales de fonctionnement de l'appareil (mise sous pression de gaz à 110 % de la pression maximale de service), d'identifier des défauts évolutifs grâce au "bruit" généré par leur propagation dans la structure requalifiée. Cette technique est extrêmement prometteuse et son développement mérite à l'évidence d'être encouragé. Deux défis doivent cependant être relevés :

1. permettre à cette méthode de mieux diffuser au sein des organismes de contrôle des équipements sous pression (ce qui nécessitera à l'évidence de mieux dissocier la méthode des outils d'analyse mis en œuvre) ;
2. fluidifier le retour d'expérience : cette méthode doit s'améliorer de manière continue en se nourrissant du retour d'expérience des contrôles réalisés par le passé. Ce retour d'expérience permet notamment de garantir en permanence la bonne classification des défauts rencontrés lors des contrôles. Or, il est aujourd'hui constaté une pratique insuffisante du retour d'expérience qui ne nous laisse pas indifférents : des actions seront donc prochainement engagées afin d'améliorer cette pratique.

Au-delà, certains industriels ont la possibilité de se doter de services d'inspection reconnus (SIR). Ces SIR, qui sont positionnés dans des structures qui leur confèrent une indépendance, sont composés de spécialistes chargés du suivi et du contrôle des ESP. Ces SIR réalisent notamment des plans d'inspection qui permettent de suivre les équipements sous pression de leur établissement. L'intérêt de ces services d'inspection est de permettre un suivi le plus adapté possible au regard des conditions d'exploitation des ESP. Les requalifications périodiques doivent cependant continuer à être réalisées par un organisme habilité par le ministère du développement durable. Cependant, le SIR dispose d'une latitude lui permettant d'aménager la périodicité de ces requalifications.

Les organismes habilités tout comme les services d'inspection reconnus font l'objet d'une surveillance de la part de l'administration.

... et des canalisations de transport

Les canalisations de transport[1] font également l'objet d'un suivi en service. Ce sont des plans de surveillance et de maintenance qui doivent définir les contrôles qui doivent être réalisés sur ces ouvrages pour garantir leur intégrité. Les canalisations de transport sont enterrées sur la majeure partie de leur linéaire. Des techniques de contrôle adaptées doivent être mises en œuvre pour garantir leur intégrité. La plupart du temps, la surveillance de la bonne intégrité des canalisations repose sur

1. Il existe actuellement en France de l'ordre de 50 000 km de canalisations de transport. Le diamètre de ces canalisations varie de quelques centimètres à plus d'un mètre vingt. Ces canalisations permettent de transporter du gaz (sur 36 000 km), des produits pétroliers (sur 10 000 km) et des produits chimiques (sur 4 000 km). Les études réalisées permettent de constater que ces canalisations constituent le mode de transport le plus sûr et le plus respectueux de l'environnement (notamment en termes d'émission de gaz à effet de serre).

la mise en œuvre d'un bouquet de techniques de contrôles non destructifs. L'épreuve hydraulique est rarement employée pour assurer l'inspection périodique de ces ouvrages (compte tenu des contraintes associées à sa réalisation, comme notamment l'importance des volumes d'eau qu'il faut gérer et traiter à la suite d'une telle opération : pour un pipeline de 40", le volume d'eau représente de l'ordre de 850 litres par mètre de canalisation, et l'épreuve est généralement réalisée sur des tronçons d'une longueur minimale de 15 à 20 kilomètres...).

Parmi les techniques de suivi en service mises en œuvre, les racleurs instrumentés constituent à l'évidence la plus originale. Le racleur instrumenté est un piston qui est enfilé dans la canalisation et qui va être poussé par le fluide transporté. Ce piston est muni de capteurs (et notamment des capteurs électromagnétiques ou à ultrasons) qui permettent de détecter les défauts susceptibles d'être présents dans la canalisation. La mise en œuvre de cette technique exige naturellement que le racleur puisse se déplacer dans la canalisation. De fait, ces pistons ne sont actuellement pas adaptés pour contrôler les canalisations de transport de "petit" diamètre ou comportant des changements de direction brutaux. D'autres techniques de contrôle sont également mises en œuvre comme la réalisations de "mesures électriques de surface" qui permettent de vérifier l'intégrité du revêtement de protection des canalisations (cette protection étant essentielle pour prévenir les phénomènes de corrosion), ou la réalisation de fouilles locales pour contrôler par sondage l'état du pipeline.

Alors que les linéaires enterrés ne présentent généralement pas de risques majeurs de dégradation, le suivi en service des canalisations de transport exige une attention toute particulière au niveau des points singuliers. Soumis à des sollicitations particulières, ces points peuvent être le siège du développement de défauts potentiellement très nocifs pour ces ouvrages. Tout l'enjeu est d'identifier puis de surveiller ces zones de manière adaptée pour détecter précocement des défauts naissants afin de pouvoir les réparer avant qu'ils conduisent à une perte d'intégrité de la canalisation. Développer une surveillance adaptée exige évidemment de mettre en œuvre des techniques de contrôle susceptibles de détecter les défauts recherchés et avec une périodicité également adaptée à l'évolution des défauts recherchés dans la structure soumise à sollicitations.

Le vieillissement des installations exige d'adapter nos pratiques...

Des accidents et des incidents survenus ces derniers mois ont amené l'administration à exiger un renforcement de la qualité des contrôles réalisés sur les équipements sous pression et les canalisations de transport. En particulier, constatant une série d'événements sérieux sur des pipelines, la Direction générale de la prévention des risques a demandé aux transporteurs, par une lettre du 15 septembre 2008 (complétée d'une circulaire aux préfets datée du même jour) de revoir la méthodologie de contrôle des points singuliers (ces points présentant des enjeux importants en termes de contrôle et de sécurité des ouvrages) et de justifier l'adéquation entre les techniques de contrôles mises en œuvre et les défauts susceptibles de naître puis de se propager dans ces ouvrages. Cette circulaire a été le prémisse d'un chantier plus vaste concernant la maîtrise du vieillissement des installations industrielles. Ce plan d'actions concerne les canalisations de transport, les équipements sous pression[2] (et les tuyauteries d'usines) ainsi que "le reste" des installations industrielles.

S'agissant du domaine des canalisations de transport, ce plan d'actions a notamment été l'occasion de lancer un programme de R&D concernant les techniques de contrôle utilisables pour assurer leur suivi en service. Face aux événements les plus récents, les industriels ont été obligés de reconnaître que les techniques de contrôle jusqu'alors employées ne disposaient pas de performances suffisantes pour permettre de détecter des défauts pourtant susceptibles de porter atteinte à l'intégrité des canalisations de transport. L'accident survenu sur l'oléoduc de la Société SPSE fin août 2009 dans la réserve naturelle de la Crau en est malheureusement la parfaite illustration (alors même que le tube accidenté faisait l'objet d'un suivi spécifique et renforcé car il constituait un point singulier)...

Au-delà, ce plan d'actions pour la maîtrise du vieillissement des installations a aussi été l'occasion de renforcer la qualité des plans de contrôle des ouvrages (qu'il s'agisse des ESP ou des canalisations) en allant vers une encore meilleure adéquation des contrôles réalisés avec les défauts recherchés. Des guides techniques seront rédigés en ce sens.

Une évolution tout à fait significative concerne aussi la prise en compte de l'*impact environnemental* d'une perte d'intégrité d'une canalisation ou d'un ESP pour évaluer leur "criticité". La criticité était jusqu'alors évaluée essentiellement sous l'angle des risques accidentels ou des risques associés à des pertes d'exploitation. Elle n'intégrait en revanche pas (ou pas suffisamment) les atteintes à l'environnement. La qualité des contrôles réalisés dépendant de la criticité des équipements, certains équipements sous pression ou certains tronçons de canalisations, n'étaient pas suffisamment contrôlés car jugés peu critiques. Une importante fuite d'hydrocarbures survenue sur une raffinerie française en 2008 (rupture d'une "canalisation interne") et ayant eu des conséquences sur un estuaire a malheureusement révélé de manière brutale cette lacune...

Dans le cadre de ce plan d'actions, il a également été décidé de renforcer le processus de requalification d'un certain nombre d'équipements sous pression qui sont soumis à des phénomènes d'endommagements particuliers (ex. fatigue, fluage...). Cette mesure, dont les contours sont encore en train de se dessiner en relation

2. cf. la description de ce plan d'actions dans la revue *Contrôle* n° 184 de juillet 2009.



avec les professions concernées, portera sur les équipements sous pression les plus critiques implantés sur des installations relevant du régime SEVESO seuil haut. L'enjeu sera, lors de la requalification, de veiller à ce que ces mécanismes de dégradation soient correctement pris en compte, qu'ils fassent l'objet de contrôles particuliers et adaptés, et qu'un jugement soit porté sur l'aptitude de l'ESP à fonctionner jusqu'à la prochaine requalification compte tenu des mécanismes d'endommagements (ex. vibrations, phénomènes cycliques de montée / descente de la pression ou de la température...) auxquels il est soumis. Ainsi, et contrairement à la pratique actuelle, la requalification de l'ESP ne pourra plus être prononcée sans qu'il soit tenu compte, pour ces appareils, des sollicitations qu'ils ont déjà subies et de celles ("prévisibles") qu'ils vont subir jusqu'à leur prochaine requalification.

... mais aussi de veiller à la qualité des équipements destinés à moderniser les installations

Évoquer le contrôle réalisé sur les ESP amène inévitablement à cibler la réflexion sur le suivi en service des équipements... Pourtant, et aussi paradoxal que cela puisse paraître, plusieurs affaires récentes imposent de s'interroger aussi sur le contrôle des équipements neufs réceptionnés.

Nous avons tous en tête, notamment à l'approche des fêtes de Noël, les articles de presse concernant la non-conformité des jouets fabriqués dans des pays tiers. Récemment, un canapé commercialisé par une grande chaîne d'ameublement a également défrayé la chronique en raison des allergies puissantes qu'il déclenchait sur ses utilisateurs...

La création de l'Union européenne a conduit à développer le principe de la libre circulation des produits à l'intérieur de l'Union. Pour ce faire, des directives européennes sont venues définir les exigences essentielles de sécurité que les produits doivent respecter pour pouvoir être commercialisés au sein de l'union. Le respect des exigences essentielles de la directive se matérialise par le marquage "CE". Ainsi, un produit marqué "CE" est censé être entièrement conforme aux exigences essentielles de sécurité des directives qui les couvrent.

Le marquage CE est apposé sous la responsabilité du fabricant. Il repose notamment sur une procédure d'évaluation de la conformité à laquelle est associé un organisme notifié. Cet organisme est également impliqué dans le contrôle de la fabrication du produit proportionnellement à la "criticité" (en matière de sécurité) du produit fabriqué.

Par ailleurs, si les produits marqués CE peuvent maintenant librement circuler sur le territoire communautaire, les États membres sont tenus :
– de surveiller les organismes qu'ils ont notifiés auprès de la commission ;
– de réaliser de la "surveillance du marché".



Site Internet de l'APAVE - www.apave.com

Face à l'importance des flux de produits qui pénètrent le territoire communautaire, les opérations de surveillance du marché sont bien loin, à elles seules, de pouvoir garantir que seuls des produits de qualité sont commercialisés en Europe. Elles constituent cependant un outil dissuasif de première importance.

Les organismes notifiés jouent un rôle absolument fondamental. Il y a à l'évidence lieu de poursuivre la réflexion sur le périmètre et la nature de leurs interventions.

Mais, en complément, il est aujourd'hui jugé nécessaire que les industriels intensifient les contrôles qu'ils réalisent sur la fabrication et la réception des équipements sous pression qu'ils installent sur leurs unités. Cette orientation est évidemment paradoxale puisque le marquage CE et les documents qui accompagnent les ESP commercialisés attestent de leur conformité. Pourtant, le BSEI a à gérer, de manière extrêmement régulière, des dossiers de retrait du marché pour des matériels non-conformes. La dernière affaire en date concerne la commercialisation sur le territoire national de plus de 8000 vannes qui équipent essentiellement des sites classés Seveso du secteur de la pétrochimie. Parmi elles, 2000 équipaient une nouvelle unité de production construite en Normandie.

Bien que le marquage CE soit normalement là pour attester de la conformité des matériels aux exigences essentielles de sécurité des directives, nous sommes aujourd'hui amenés à inciter les industriels à procéder à des vérifications approfondies des matériels qu'ils reçoivent. La nature de ces contrôles "volontaires" mérite à l'évidence d'être adaptée au type de produits achetés, aux risques qu'ils sont susceptibles de présenter une fois installés (nature du fluide contenu, pression d'utilisation...), au nombre de matériels achetés... Nous estimons cependant qu'ils devraient dans certains cas (ex. lorsqu'un lot important d'un même matériel est acheté) dépasser les contrôles documentaires classiquement réalisés et aller jusqu'à la réalisation de vérifications

détaillées pouvant conduire à réaliser des essais destructifs sur un échantillon du lot acheté.

La réglementation européenne a récemment évolué pour renforcer les pouvoirs des États membres en matière de surveillance du marché. Dorénavant, les opérateurs économiques tels que les importateurs se voient confier des responsabilités élargies qui les amèneront à être impliqués dans l'hypothèse où des produits qu'ils distribuent sur le territoire communautaire présenteraient des non-conformités. Cette évolution récente ouvre de nouvelles perspectives et une réflexion méritera d'être prochainement ouverte sur la fiabilisation de la qualité des produits qui pénètrent le territoire communautaire en relation avec ces importateurs, les utilisateurs, les organismes notifiés et les services de l'État. Cette réflexion pourrait permettre de définir des lignes de défense nouvelles qui intégreront vraisemblablement des contrôles qui seront jugés stratégiques (y compris, le cas échéant, sous la forme d'essais destructifs comme évoqué ci-dessus).

L'amélioration de la sécurité des équipements sous pression et des canalisations de transport s'inscrit dans un processus vertueux notamment porté par le plan d'actions relatif à la maîtrise du vieillissement qui va permettre de renforcer la qualité des contrôles réalisés sur ces équipements.

En complément, le retour d'expérience nous impose de progresser dans la maîtrise de la qualité des équipements neufs (importés) commercialisés sur le territoire communautaire. Il s'agit d'un pilier important dans la maîtrise des risques qui va notamment conduire à ouvrir une réflexion avec les acteurs concernés (qui pourra notamment porter sur la réalisation de contrôles spécifiques – dont des essais destructifs- qui restent à imaginer). ■



LE CONTRÔLE ET L'EXPERTISE

Les services inspection des centres nucléaires de production d'électricité (CNPE) d'EDF

The inspection departments of EDF nuclear power plants

par Françoise Morin, Expert réglementation équipements sous pression (ESP), Division production nucléaire – EDF

Dans le cadre de la prévention du risque pression, la Direction de la Division Production Nucléaire (DPN) d'EDF a confirmé, dès le début des années 2000, sa volonté de mettre en place sur l'ensemble de ses sites nucléaires des services d'inspection et de les faire reconnaître par l'Administration en vertu de l'article 19 du décret 99-1046 du 13 décembre 1999 relatif aux équipements sous pression. Cette volonté s'est appuyée sur le retour d'expérience des groupes industriels tels que les pétroliers et les chimistes mais également des premiers services inspection reconnus des centrales thermiques à flamme d'EDF. De plus, elle répond à l'évolution de la réglementation française qui vise globalement au renforcement de la responsabilité des Exploitants et du contrôle par l'ASN.

Mise en place des services inspection sur les CNPE

Les services inspection d'EDF sont mis en place en s'appuyant sur les structures et les organisations existantes de l'entreprise. Ainsi, tout en assurant pleinement leurs responsabilités, les services inspection peuvent s'appuyer sur les unités nationales d'ingénierie pour profiter de leurs compétences et de l'"effet parc". En outre, il a été convenu que les services inspection peuvent faire appel, pour certaines activités et selon des modalités définies, aux services opérationnels des CNPE ou des prestataires qualifiés. Les services inspection sont donc dimensionnés en conséquence : de trois à six agents en fonction du nombre de tranches.

Reconnaissance des services inspection des CNPE

Pour obtenir la reconnaissance de son service inspection, l'exploitant doit respecter les exigences figurant dans la décision ministérielle DM-T/P 32510 du 21 mai 2003. Sans énumérer ici l'ensemble des critères requis pour lesquels EDF a mis en place les dispositions pour y répondre, sont développés ci-après trois axes qui nous ont paru essentiels pour la réussite de la reconnaissance, compte tenu du vécu de l'entreprise :

– l'engagement de la Direction du CNPE en matière d'inspection : le Directeur du CNPE établit sa politique de maîtrise du risque pression souvent incluse dans la politique sécurité du site. Il délègue à son service inspection la mise en œuvre de sa politique et lui donne autorité pour statuer sur le maintien en service ou non d'un équipement sous pression. Il valide les besoins en personnel et les moyens nécessaires du service inspection pour assurer sa mission ;

– les compétences des inspecteurs : les services inspection d'EDF sont gréés par des agents disposant de compétences dans les domaines de la réglementation ESP, des matériaux, des méthodes de contrôle, des procédés de fabrication (soudage), des modes de dégradation et du fonctionnement des centrales. Proposés par leur hiérarchie, les agents soumettent leurs dossiers de compétences à la Commission nationale de reconnaissance des compétences (CNRC) et passent devant un jury de cette instance. La CNRC est seule habilitée à prononcer la qualification d'un inspecteur. La Direction du CNPE peut, après qualification, habiliter un inspecteur sur son site selon des critères internes définis ;

– l'indépendance et l'autorité du service inspection : le responsable du service inspection est désigné par le Directeur du site. Son service dépend hiérarchiquement de la Direction du site ; il n'est en aucun cas sous la responsabilité d'un Directeur Exploitation ou Maintenance. Les différentes responsabilités sont décrites dans le système qualité du service inspection et du CNPE.

Executive Summary

In the context of the pressure risks' warning, the Nuclear Operations Division's Direction of EDF confirmed its wishes to settle some User Inspectorates on all its nuclear sites and to drive them to be recognized by the French Administration (application of the December the 13th, 1999, taken in application of the European directive: 97/23/EC).

Actually, this was a real opportunity for each CNPE managers to ensure their responsibility about the pressure risks' warning. Because of a permanent relation with its equipments, the User Inspectorate is a major vector to improve as well the people, the goods and the environmental security. The User Inspectorate provides a great strictness on the looking at the pressure equipments and allows integrating more and more the operational services on the care of the Pressure Equipments. The modalities of the in-service follow-up, described in the inspection plans, are defined by potential or effective degradation modes linked to each equipments and integer local, national and international available experience returns.

Today, only the Pressure Equipments in the frame of the decree of 2000, the 15th March, may be inspected through these plans.

C'est à travers l'information de la part de tous les services contributeurs à la maîtrise du risque pression, à travers ses préconisations et ses activités de supervision sur les activités sous-traitées que le service inspection exerce notamment son autorité.

Par ailleurs, la reconnaissance des services inspection permet à ceux-ci d'élaborer et mettre en œuvre des plans d'inspection selon le guide professionnel EDF D4008.27.02 BAT/PRT/03.049 approuvé par la DM-T/P 32936. Ceux-ci concernent les équipements sous pression soumis à l'arrêté du 15 mars 2000.

La réflexion menée pour élaborer ces plans d'inspection a permis d'optimiser le choix des zones à contrôler et les contrôles à réaliser compte tenu des modes de dégradation. Elle a également conduit à y intégrer quelques COCL (Conditions Opératoires Critiques Limites) qui s'ajoutent au respect par l'exploitant des conditions maximales admissibles de service des équipements. L'élaboration des plans d'inspection, de la responsabilité du service inspection, s'est faite en intégrant l'ensemble du retour d'expérience des différents paliers et international quand il existe, et en prenant en compte les spécificités du site. Elle a fait également l'objet de concertations avec les différents services du site tant au niveau de l'exploitation que de la maintenance. Le retour d'expérience de tous les contrôles issus des plans d'inspection fait l'objet d'une analyse structurée qui enrichit l'évolution des plans d'inspection.

Pour les équipements sous pression nucléaires relevant du titre III de l'arrêté ESPN et de son annexe 5, l'article 61 du décret du 2 novembre 2007 déclinant la loi TSN précise que les services d'inspection reconnus en application de l'article 19 du décret 99-1046 ne peuvent accomplir des opérations d'inspection et de contrôle que s'ils y sont autorisés par l'ASN. EDF avait développé en 2007 un projet de guide professionnel d'élaboration des plans d'inspection basé sur l'expérience de l'industrie avec une démarche identique à celle utilisée pour les équipements sous pression de ses centrales soumis à l'arrêté du 15 mars 2000. Les exigences de l'ASN tant par rapport à ce projet de guide que par rapport au projet de décision relative à l'autorisation des SIR pour les ESPN ont été jugées excessives et ont conduit EDF à renoncer à la démarche, au détriment, de son point de vue, de la maîtrise du risque pression.

Quelques exemples illustrant l'apport des SIR sur les CNPE en matière de sécurité

Ces exemples concernent uniquement des évènements en salle des machines, partie conventionnelle et non nucléaire de la centrale.

– Lors de l'inspection périodique en 2007 des calandres des sécheurs surchauffeurs GSS 100-200ZZ en tranche 1 de Blayais, le SIR a observé, sur une zone retenue à dire d'expert dans le plan d'inspection, des zones présentant des traces de corrosion érosion sur les lignes de tuyauteries GPV 013TY et GPV 020TY, reliant respectivement les entrées vapeur des GSS 200ZZ et 100ZZ vers les barillets des soupapes GPV 171BA et GPV 170BA. Cette zone correspondant à une soudure bimétallique reliant une tuyauterie en acier au carbone mais sans circulation de fluide qui était donc, en première analyse, non sensible au phénomène observé, est désormais intégrée dans les programmes de maintenance pour toutes les centrales.

– Lors de l'inspection périodique de la bâche ADG de la tranche 1 de Paluel, le SIR a mis en évidence des sous épaisseurs sur les convergents de fin de ligne de purges GSS. Le risque d'état diphasique dans la zone impactée (accélérateur du phénomène de corrosion-érosion) n'était alors pas pris en compte dans le logiciel prédictif BRT Cicero. Sans cette mise en évidence, une fuite aurait pu se produire à terme sur ces convergents et aurait conduit à l'arrêt de la tranche. Cet événement a permis d'intégrer de manière générique aux programmes de contrôles, le risque de passage localement en mode diphasique.

Point d'avancement des reconnaissances des services inspection des CNPE

À ce jour, chaque CNPE a mis en place un service inspection sur son site.

Dix-huit services inspection sur dix-neuf sont reconnus par le Préfet de leur lieu d'implantation. Ces reconnaissances se sont échelonnées de 2004 à 2009.

Le dernier site sans SI reconnu (Fessenheim) est en attente de son audit de reconnaissance (1er semestre 2010).

Les reconnaissances de dix sites ont été renouvelées entre 2007 et 2009.

À noter que Flamanville 3 (EPR) est en cours de mise en place de son service inspection.

Conclusion

La mise en place des services inspection sur les sites nucléaires d'EDF et leur reconnaissance ont été une réelle opportunité pour permettre à chaque Direction de CNPE d'assurer sa responsabilité d'exploitant dans la prévention du risque pression.

Au contact permanent avec ses équipements conventionnels, le service inspection est un vecteur majeur pour renforcer la sécurité des personnes, de l'environnement et des biens. Il apporte une grande rigueur dans la surveillance de ces équipements sous pression et a permis d'impliquer davantage les services opérationnels dans le suivi des ESP. ■

Glossaire

ADG : Alimentation et dégazage (bâche et dégazeur).
BRT – CICERO™ : logiciel de calcul de CInétique de Corrosion-EROsion.
CNPE : Centre Nucléaire de Production d'Electricité.
CNRC : Commission Nationale de Reconnaissance des Compétences.
COCL : Conditions Opératoires Critiques Limites.
DPN : Division Production Nucléaire.
ESP : Équipement Sous Pression.
ESPN : Equipement Sous Pression Nucléaire.
GPV : Circuits principaux de vapeur turbine et purges.
GSS : Sécheurs surchauffeurs.
SIR : Service Inspection Reconnu.



LE CONTRÔLE ET L'EXPERTISE

Les compétences des agents de l'ASN chargés du contrôle des équipements sous pression

Skills of ASN inspectors responsible for inspecting pressurised equipment

par François Colonna, adjoint au directeur de la Direction des équipements sous pression, Autorité de sûreté nucléaire (ASN)

Un héritage de 35 ans

Dans le domaine des équipements sous pression (ESP), le programme électronucléaire français a été encadré, au sein de l'administration en charge du contrôle de la sûreté nucléaire, par la mise en place d'une organisation spécifique dédiée au contrôle de l'application de la réglementation des appareils à pression aux chaudières nucléaires à eau.

Cette organisation reposait sur une structure de contrôle des fabrications située à Dijon compte tenu de la proximité géographique de principaux fabricants. Le BCCN : bureau de contrôle de la construction nucléaire était ainsi créé en 1975. L'administration chargée du contrôle de la sûreté nucléaire comprenait également au sein des directions régionales de l'industrie et de la recherche des divisions nucléaires dont la mission était d'assurer le contrôle de l'exploitation de ces réacteurs.

Compte tenu de l'ampleur du programme de fabrication engagé à cette époque, l'administration disposait au sein du BCCN d'un vivier d'agents qui, au fil des années, ont capitalisé de solides compétences dans le domaine de la chaudronnerie. De ce fait, les missions d'acquisition des compétences et l'appui technique aux divisions pour le contrôle de l'exploitation du circuit primaire principal des réacteurs ont été confiées au BCCN.

Les compétences de ces agents ont contribué à asseoir la position du BCCN, considéré alors à la fois comme contrôleur et "partenaire" participant aux réflexions communes avec les fabricants et les exploitants sur les dossiers techniques importants.

Les évolutions du contrôle

Le BCCN a néanmoins dû s'adapter aux évolutions de ses missions étendues au milieu des années 1990 à l'organisation du contrôle en exploitation de l'ensemble des ESP des chaudières nucléaires ayant un rôle important pour la sûreté. Le BCCN est alors devenu le bureau de contrôle des chaudières nucléaires.

Cette évolution a conduit à étendre et renforcer les missions de contrôle du BCCN en contrepartie d'un retrait du statut historique de partenaire des fabricants et des exploitants. Cette évolution s'est traduite par le renforcement des compétences réglementaires des agents mais avec la difficulté de maintenir les compétences techniques.

Cette difficulté perçue depuis le début des années 2000 a été prise en compte dans les dispositions de la loi du 13 juin 2006 relative à la transparence et la sécurité nucléaire. En effet, le contrôle des ESP a été identifié comme une mission spécifique nécessitant à la fois une expérience professionnelle et des compétences juridiques et techniques importantes. Dans cet objectif, l'ASN a mis en place une organisation relative à l'habilitation des agents chargés du contrôle des ESP.

Les habilitations ESP au sein de l'ASN

Les compétences nécessaires aux missions de contrôle des ESP relèvent à la fois des métiers d'inspection et d'autorisation. De manière à prendre en compte des niveaux de compétence adaptés aux missions de contrôle de l'ASN, il est apparu nécessaire de définir deux niveaux d'habilitation gradués :

- Un premier niveau d'habilitation correspondant à des compétences générales relatives à :
  - la réglementation technique générale applicable aux installations nucléaires de base ;
  - la réglementation générale applicable aux ESP et la réglementation spécifique applicable aux ESP nucléaires ;
  - la connaissance générale des procédés de réparation mis en œuvre sur les ESP ;
  - les méthodes de contrôles non destructifs ;

Executive Summary

ASN relies on the unique competencies of its staff to assure that it can complete its mission of maintaining public health and safety. Since 1975, personnel at ASN Nuclear Pressure Equipment Department have played a major role in the oversight of pressure boundary equipment by verifying that equipment is manufactured in compliance with regulatory requirements. This has called for highly competent individuals trained in a variety of technical and regulatory backgrounds. ASN is meeting the challenge of keeping its staff trained and prepared to continue its oversight of nuclear boilers. This has included ensuring that its organization is well suited to meet the demands, and relying on third-party experts when necessary. With the implementation of the 2006 transparency law, ASN has taken necessary steps to ensure that it will maintain its high level of expertise going forward.

– la connaissance des matériaux, des dommages mécaniques et des méthodes de calcul associées à leur évaluation.

Ce niveau d'habilitation permet de réaliser les missions d'inspection et d'instruire les résultats des actions de contrôle réalisées sur les ESP lors des opérations de maintenance.

• Un second niveau d'habilitation concernant l'approfondissement de l'ensemble des compétences techniques identifiées au premier niveau et permettant de couvrir les actions de contrôle et d'instruction les plus complexes telles que le pilotage des requalifications complètes des circuits primaires principaux, l'instruction de dossiers de qualification des opérations de réparation et l'instruction de dossiers de demandes d'aménagements.

En complément de ces habilitations, l'ASN a également défini l'habilitation auditeur. Les agents disposant de l'ensemble de ces habilitations réalisent alors les audits de reconnaissance et de renouvellement des services d'inspection ainsi que les audits d'agrément des organismes délégués par l'ASN pour des opérations de contrôle des ESP nucléaires.

Des compétences spécifiques à la Direction des équipements sous pression nucléaires (DEP)

La DEP créée en 2006 dans le cadre de la nouvelle organisation de l'ASN a veillé à prolonger l'héritage du BCCN quant au maintien des compétences techniques. Sa contribution à la mise en place des habilitations ESP au sein de l'ASN s'inscrit dans cet objectif, qu'elle a renforcé par ailleurs en associant au sein de ces habilitations les compétences à la fois techniques mais également réglementaires.

Compte tenu à la fois de la mission de pilotage national des habilitations ESP et des dossiers complexes qu'elle traite tant sur les volets techniques que réglementaires, il est apparu nécessaire de maintenir au sein de la DEP une capacité d'analyse importante.

Pour mener à bien cet objectif, la DEP peut compter sur plusieurs leviers :
– la diversité des profils des inspecteurs de la DEP. En effet, cette diversité constitue un atout avec le quart des effectifs qui dispose d'une thèse de 3e cycle dans les domaines de la mécanique ou de la métallurgie ; une proportion également significative d'agents disposant d'une expérience importante dans le domaine de la sûreté ou de l'exploitation des installations nucléaires ;
– l'investissement personnel des agents. L'intérêt que suscitent les missions de la DEP dans un cadre réglementaire structuré est réel et s'illustre par l'implication et l'investissement personnel important et nécessaire dont font preuve les agents pour remplir correctement leurs missions. Cela s'illustre par exemple sur des missions telles que l'instruction de dossiers génériques à forts enjeux pour la sûreté comme les programmes d'inspection périodique des générateurs de vapeur, l'instruction des dossiers de modification pour des opérations telles que les remplacements des générateurs de vapeur, la rédaction et la présentation de rapports à des comités d'experts. Concernant les missions de l'équipe en charge du contrôle de la fabrication qui procède notamment à l'évaluation de la conformité des ESP nucléaires de niveau N1, l'investissement des agents de cette équipe se traduit par une habilitation complémentaire à la seconde habilitation ESP prenant en compte les spécificités de ce métier ;
– une activité régalienne à forte composante technique. Les missions au sein de la DEP représente une opportunité de plus en plus rare pour les agents fonctionnaire d'exercer une activité à forte composante technique. Ce pouvoir attractif, bien qu'exercé sur un nombre limité d'agents, constitue néanmoins un argument important dont profite la DEP ;
– l'identification de référents sur différents domaines techniques. L'organisation de la DEP identifie des référents sur différents domaines techniques essentiels tels que les matériaux, les calculs de structure, la mécanique de la rupture, les examens non destructifs et le soudage. Leur mission consiste, sur chacun des domaines, à acquérir et maintenir un niveau de compétence approprié pour assurer une réelle capacité d'analyse en interne à la DEP. Cette capacité est naturellement mise à profit dans le soutien apporté aux divisions territoriales de l'ASN sur la plupart des dossiers.

La DEP et les organismes d'expertise

Même si l'un des objectifs de la DEP est de préserver collectivement une réelle capacité d'analyse, chacun des agents qui la compose n'est pas pour autant expert. Ce constat, qui constitue un changement de cap avec le "BCCN historique", traduit le besoin d'expertise externe sur des dossiers complexes ou très spécifiques. Ces analyses approfondies permettent à la DEP de fonder ses positions en intégrant à la fois les volets techniques et réglementaires. L'IRSN apporte ce solide appui dans la plupart des cas mais la DEP fait également appel à d'autres organismes lorsque les sujets traités sont en lien avec des problématiques déjà abordées sur des ESP conventionnels.

Conclusions

L'ASN a bien identifié, en application des dispositions de la loi du 13 juin 2006 relative à la transparence et la sécurité nucléaire, la nécessité d'organiser les compétences au sein de l'ASN pour les agents en charge du contrôle des ESP. L'organisation mise en place a permis de constituer un socle d'agents habilités pour ces contrôles. Par ailleurs, l'organisation de l'ASN, par le rôle et les missions spécifiques confiées à la DEP, apparaît appropriée pour envisager la pérennité de ce dispositif dont la nécessité est renforcée par le fait que de nombreuses missions de contrôle sont désormais réalisées au second niveau. L'acquisition de ces habilitations comme celle des compétences spécifiques sont pour chaque agent des objectifs nécessairement échelonnés dans le temps. ■



Quels besoins en expertise externe ?

What are the external consulting needs?

par Sébastien Limousin, directeur, Sébastien Crombez, adjoint au directeur et Laure Monin, chargée d'affaires,
Direction des équipements sous pression nucléaires, Autorité de sûreté nucléaire (ASN)

Le contrôle des équipements sous pression des réacteurs nucléaires concerne leur conception, leur fabrication, leur maintenance et leurs réparations. La diversité de ces domaines demande la mise en œuvre de compétences nombreuses. Certes l'acquisition et le maintien de ces compétences est de la responsabilité première des fabricants de ces équipements et des exploitants des installations qui les utilisent. Mais l'ASN peut-elle pour autant se passer de ces compétences en son sein ou, pour le moins, peut-elle se passer d'un accès à de telles compétences ? Dans ce cas, l'indépendance de l'ASN lui impose de trouver ces compétences soit en son sein soit au sein de structures et d'organismes indépendants des fabricants et des exploitants d'équipements sous pression nucléaires.

Pourquoi une expertise externe ?

Sauf à envisager une structure avec un effectif très nombreux, disposant de moyens importants, il faut accepter que les compétences internes de l'ASN ne soient pas sans limites et ne concernent pas tous les domaines de façon exhaustive. La responsabilité de concevoir, de fabriquer et d'exploiter des équipements sous pression nucléaires, qui impose la nécessité de disposer de toutes les compétences et d'une expertise de haut niveau est celle des fabricants et des exploitants. Elle n'est pas celle de l'autorité de contrôle. Il est légitime que l'expertise de haut niveau, tout en lui restant accessible, ne soit pas disponible en permanence au sein même de cette autorité. On notera d'ailleurs que des moyens tels que laboratoires d'essais ou centres de calcul n'existent pas au sein de l'ASN.

Executive Summary

Obtaining and maintaining a high level of competence for designing, manufacturing and operating nuclear pressure equipment is the responsibility of manufacturers and licensees. However to make comprehensive and sound decisions a regulator needs independent expertise.

ASN has just created a new "standing committee" on nuclear pressure equipment. Added to that, ASN relies on his historical technical support IRSN, in particular on safety related topics or during reactor outages, when decisions need to be made in a short time.

In the field of nuclear pressure equipment, it is often useful to compare practices with those in non nuclear industry. In such cases, ASN can contract with other technical support. For the conformity assessment of new equipment, French regulations states that ASN can delegate to accredited third party bodies part or the entire conformity assessment.

Cependant l'examen et l'instruction des dossiers qui lui sont soumis conduit l'ASN à analyser ou prendre en compte de nombreuses données issues de l'expertise des exploitants ou des fabricants d'équipements sous pression nucléaires.

Dans ce cadre, pour une instruction complète et pertinente, un point de vue externe est toujours un apport positif dans la mesure où il permet d'élargir le champ d'investigation, notamment par la prise en compte de questionnements autres, ou de conforter une position.

Enfin, il est indéniable qu'un tel travail d'examen ne peut que s'enrichir de l'expérience acquise par d'autres dans d'autres domaines où les problématiques peuvent être similaires.

Il existe une instance réglementaire que l'ASN peut saisir pour avis dans le domaine des équipements sous pression, la Commission centrale des appareils à pression. Mais au-delà de ces avis, l'ASN peut avoir besoin d'un autre type d'expertise, soit plus orienté sur la sûreté nucléaire que sur les questions relatives aux équipements sous pression, soit sur des sujets plus opérationnels, soit encore sur des sujets qui nécessitent une instruction plutôt qu'un avis. Dans quels domaines l'ASN a-t-elle besoin de recourir à l'expertise externe, à quels experts peut-elle s'adresser, quelles sont les limites de ce recours à l'expertise externe ? La solution du "french cooking" est-elle la seule viable ou la diversification de l'expertise externe est-elle une bonne solution pour l'ASN dans le domaine des équipements sous pression nucléaires ? Prenons quelques exemples dans plusieurs des domaines d'action de l'ASN en matière d'équipements sous pression nucléaires : l'évaluation de la conformité de la conception et de la fabrication des équipements neufs, les problèmes de maintenance des équipements en service, les interventions sur les équipements en service lors des arrêts des réacteurs.

Évaluation de la conformité des équipements neufs

Une exigence applicable aux équipements sous pression nucléaires est que leur conception soit faite en tenant compte des situations qu'ils auront à connaître en exploitation et de l'ensemble des charges associées à ces situations. Celles-ci sont fournies au fabricant de l'équipement concerné par l'exploitant, en cohérence avec le

rapport de sûreté de l'installation à laquelle cet équipement est destiné. Il revient à l'ASN d'évaluer la conformité des situations ainsi décrites et fournies au fabricant aux scénarios étudiés dans le rapport de sûreté de l'installation. La réalisation de cette évaluation nécessite une certaine expertise en sûreté nucléaire, une bonne connaissance du rapport de sûreté de l'installation concernée et la compétence nécessaire à transposer les conditions de fonctionnement d'un réacteur nucléaire en situations d'équipements sous pression. Cette expertise se situe indéniablement à l'IRSN, expert principal pour l'ASN, qui, compte tenu de ses missions, a la connaissance nécessaire du rapport de sûreté de l'installation. Il s'agit d'un cas où l'analyse en sûreté nucléaire occupe une place importante dans l'expertise recherchée et où le mode de fonctionnement habituel de l'ASN et de l'IRSN est efficace.

Au cours de la fabrication des équipements sous pression nucléaires neufs, l'ASN doit faire l'évaluation de la conformité aux exigences réglementaires d'un certain nombre de procédures, de procédés, de documents ou de gestes (modes opératoires d'assemblages permanents, qualification de personnel, procédures d'examens non destructifs, méthodes d'essais, etc.). Cette évaluation nécessite une connaissance précise et complète des exigences réglementaires et des référentiels techniques applicables, une connaissance et une pratique des méthodes d'évaluation de la conformité et de l'inspection, l'accès éventuel à des moyens d'essai ou autres (réalisation d'essais complémentaires ou de contre-essais, de calculs de vérification, etc.), le possible recours à des personnels qualifiés (tels que la COFREND), etc. Dans ces conditions l'expertise nécessaire sera naturellement trouvée auprès des organismes notifiés agréés par l'ASN à cet effet, l'agrément constatant l'existence et le maintien de cette expertise et l'indépendance dans laquelle l'organisme la met en œuvre. Le règlement a d'ailleurs expressément prévu la possibilité pour l'ASN de mandater un tel organisme dans le cadre de l'évaluation de la conformité des équipements sous pression nucléaires neufs.



Installation d'un pressuriseur

Toujours dans le cadre de l'évaluation de la conformité des équipements sous pression nucléaires neufs, des expertises à caractère plus général, qui ne sont pas liées à un équipement en particulier, sont également recherchées. Il peut s'agir d'évaluer si le fabricant a correctement pris en compte les défauts susceptibles d'être générés par le procédé de fabrication retenu, compte tenu des conditions de sa mise en œuvre et des particularités du composant ou de l'équipement fabriqué. Parmi ces défauts, il conviendra d'évaluer si la définition faite par le fabricant de ceux qu'il considère comme des défauts acceptables est satisfaisante et, au-delà, si les moyens de contrôle qu'il compte mettre en œuvre pour détecter ces défauts sont adaptés. Ce type d'évaluation nécessite une connaissance du métier de fabricant dans le procédé retenu (forge, fonderie, soudage, ...) et en matière de contrôles non destructifs. Pour être pertinente et pouvoir s'adapter aux nombreux cas rencontrés, elle nécessite d'avoir acquis une expérience diversifiée. Il y a là un champ de recherche pour l'identification d'experts compétents et indépendants, que ce soit dans les organismes professionnels, les organismes de recherche ou autres.

Enfin, dans ce cadre, des études générales peuvent être nécessaires. Le règlement relatif à la conception et la fabrication des équipements sous pression nucléaires est fondé sur la nouvelle approche européenne et fixe des exigences essentielles de sécurité et de radioprotection, généralement exprimées en termes d'objectifs ou de niveau de sécurité à atteindre, en laissant au fabricant responsable le choix des moyens pour respecter ces exigences. Or le fabricant a besoin d'un référentiel opérationnel et donc choisira un code industriel. L'ASN doit donc évaluer l'acceptabilité des codes, c'est-à-dire évaluer si le respect du code retenu par le fabricant permet le respect des exigences essentielles réglementaires. Bien sûr il appartient au fabricant de fournir l'analyse nécessaire et de démontrer qu'il respecte les exigences applicables. Cette analyse et cette démonstration doivent être validées et il peut être intéressant pour toutes les parties prenantes d'évaluer globalement, autant que faire se peut, l'acceptabilité d'un code. Une telle évaluation nécessite une connaissance suffisante de l'objet de l'étude (code RCC-M, code ASME III ou VIII, CODAP, ...) et une bonne compréhension des exigences réglementaires en même temps que des moyens possibles pour les respecter. Elle nécessite des capacités d'ingénierie et d'étude suffisantes pour mener à bien un tel travail de longue haleine. Là encore il existe un champ de recherche pour l'identification d'experts compétents et indépendants, par exemple dans des organismes professionnels.





Inspection de la division de Strasbourg de l'ASN à la centrale nucléaire de Fessenheim – Décembre 2009

Maintenance des équipements en service

Les équipements sous pression en service ne sont pas exempts de modes de dégradation, qu'ils ne fussent pas connus à l'époque de la conception et de la mise en service des équipements, qu'ils soient liés à des modifications ou évolutions des modalités d'exploitation initialement prévues, qu'ils aient été sous-estimés à la conception, qu'ils résultent du vieillissement des équipements, ou pour toute autre raison. Il convient alors de les détecter, de réparer ou remplacer les équipements et d'éviter que les dégradations ne se reproduisent. La mise en œuvre des réparations peut conduire à utiliser des procédés dont il convient d'évaluer l'innocuité. On peut citer à titre d'exemples les sujets liés au colmatage des générateurs de vapeur des réacteurs à eau pressurisée, au comportement des zones en inconel, à l'utilisation des bouchons de glace pour effectuer des réparations. Pour la compréhension des phénomènes en jeu, l'évaluation de la pertinence des solutions proposées par les exploitants, l'évaluation de l'innocuité des procédés mis en œuvre, les besoins identifiés varient selon les sujets et peuvent nécessiter une expertise limitée à l'examen d'un problème spécifique (comportement d'un matériau soumis aux conditions particulières que sont celles créées par des bouchons de glace), une évaluation globale d'une problématique qui doit intégrer divers aspects (la thermohydraulique, la sûreté, les conditions de fonctionnement des installations, le comportement des matériaux, les aspects de résistance mécanique, les contrôles non destructifs par exemple pour les questions liées au colmatage des générateurs de vapeur), ou encore des études combinant les deux aspects, pour la réalisation desquelles les échanges entre les experts et l'ASN sont primordiaux, et qui pourraient conduire soit à une demande d'expertise globale soit à plusieurs expertises spécifiques complétées par une synthèse finale que réaliserait l'ASN. Les experts possibles sont à rechercher autant à l'IRSN que dans des centres de recherche ou auprès de certains experts étrangers dans le domaine nucléaire. Les limites à une démarche de ce type sont liées au fait que le souhait d'une vision globale limite le choix des experts, à l'exigence de l'indépendance des experts par rapport aux exploitants et fabricants (par exemple, dès lors que l'expertise frôle ou a besoin de la recherche, le nombre limité de centres de recherche et d'expertise dans certains domaines spécifiques peut conduire à des conflits d'intérêt pour des sujets communs aux deux parties), au travers généré par la sous-traitance d'un expert à un autre.

Interventions en arrêt de réacteur

Dans ce contexte particulier, il existe des contraintes, liées à la durée des arrêts, qui nécessitent, de la part de l'ASN et des experts éventuels qu'elle solliciterait, une forte réactivité et des compétences tant sur les sujets techniques ponctuels à expertiser au cas par cas que sur les réacteurs, leur fonctionnement, leur historique, leur sûreté. Ainsi parmi les experts possibles se trouve l'IRSN, expert principal et régulier de l'ASN, connaissant la réactivité attendue, et possédant les multiples compétences nécessaires. Le cas où l'ASN devrait faire appel à d'autres experts, qui resteraient à identifier, peut sembler

difficile à traiter car s'il existe des experts en appui à d'autres autorités de sûreté nucléaire étrangères, qui possèdent a priori les compétences nécessaires, ils ne sont certainement pas habitués au contexte français.

Groupe permanent d'experts en équipements sous pression nucléaires

Dans d'autres domaines que celui des équipements sous pression nucléaires, l'ASN s'appuie sur les avis rendus par les Groupes permanents d'experts, que ce soit pour la sûreté des réacteurs, pour les laboratoires et usines, pour les transports de matière radioactive, etc. Pour les cas où un avis est recherché sur des questions autres que celles posées par les exemples ci-dessus, en lien avec les équipements sous pression nucléaires, pouvant aussi avoir une implication en matière de sûreté nucléaire ou de radioprotection, le recours aux avis d'un tel Groupe permanent d'experts qui regroupe des représentants des parties prenantes (fabricants, exploitants, organismes notifiés agréés, experts en matériaux, en END, etc., industriels hors du champ nucléaire, ...) est un atout pour l'ASN. Ainsi, à l'instar de ce qui est fait dans d'autres domaines de sa compétence, l'ASN a décidé de créer un Groupe permanent d'experts en équipements sous pression nucléaires qui devrait voir le jour en fin d'année 2009.

Une expertise externe diversifiée pour l'ASN ?

L'ASN, pour accomplir pleinement ses missions en matière d'équipements sous pression nucléaires, neufs ou en service, a besoin de recourir à une expertise qu'elle ne possède pas, et qu'elle n'est probablement pas légitime à posséder, en son sein. Elle doit faire appel à une expertise externe. Les questions qui se posent sont de natures diverses et le recours aux avis de la Commission centrale des appareils à pression ou du Groupe permanent d'experts pour les équipements sous pression nucléaires, pour aussi précieux qu'ils soient, ne peuvent pas être suffisants. La spécificité des questions soulevées et des thèmes d'expertise possibles, les aspects parfois fortement réglementaires, les conditions même dans lesquelles cette expertise doit pouvoir s'effectuer font que le seul recours à l'IRSN ne peut pas non plus être considéré comme suffisant. L'ASN doit donc envisager de diversifier l'expertise externe à laquelle elle a recours. Cette situation présente des avantages. Elle permet d'apporter des visions des problèmes posés sous des angles différents, de bénéficier d'autres expériences (dans le domaine nucléaire ou dans les domaines conventionnels), de croiser des avis et apporte une possibilité de choix parmi les compétences offertes et d'envisager des délais de traitement éventuellement plus souples. Elle présente aussi des contraintes, par exemple la nécessité de disposer de moyens adaptés en termes de financement, de procédures et délais, d'organisation ou de capacité à formaliser et contractualiser ses demandes d'expertise. Elle impose également l'acceptation d'autres experts que l'IRSN par les exploitants et fabricants qui pourraient faire preuve de réticence au motif, par exemple, de confidentialité ou de propriété industrielle ou commerciale. ■



Des experts hors sphère officielle confrontés à une visite décennale

Experts outside of the official sphere consulted for the 10-year visits

par Monique Sené, Présidente du Groupement de scientifiques pour l'information sur l'énergie nucléaire (GSIEN)

Qu'est-ce qu'une expertise sur une Visite Décennale (VD) ?

Tout d'abord, rappelons l'enjeu de la visite décennale, et, en particulier de cette troisième VD.

Cette révision des réacteurs, cruciale pour leur "Aptitude à la Poursuite de l'Exploitation" ou APE, s'instruit et se décline en de multiples interventions sur un réacteur.

Ce travail commence 2 ou 3 ans après une VD "victorieusement" franchie (2000 pour Fessenheim 1) et pendant 5 à 6 ans s'enrichit du retour d'expérience des VD de tous les autres réacteurs du parc EDF.

Lorsque le dossier est pris en charge par la centrale (2 ans avant la VD), il faut une bonne année pour dérouler les diverses étapes de cette opération, sachant que la troisième VD revêt une importance particulière. En effet, les réacteurs ont été conçus pour un fonctionnement sur 40 ans (sur autorisation par tranche de 10 ans). Mais il faut tenir compte du fait que :

Executive Summary

The Fessenheim CLI (local information commission) oversaw the three 10-year inspection visits (in 1989 at 10 years, 1999 at 20 years and 2009 at 30 years).

During these visits, thousands of operations were completed: maintenance, replacements, improvements, and verifications, some of which are crucial as they relate to components that cannot be replaced, like the vessel and the enclosure.

Analysis of the vessel inspection results lead us to suggest that its service life be expressed as a percentage of the fluence limit, rather than in terms of changes in ductile-fragile temperature, a particularly vague concept when it comes to communication.

As we observed that carrying out danger analyses can, under the conditions of a serious accident, lead to piercing the vessel, our question as follows: what are the implications for Fessenheim?

In relation to fatigue, the equipment was designed to stand up to a specific number of loads or situations (pressure, temperature, change speed) over 40 years of operation. The loads fall into a number of categories. It turned out that for some components the calculated threshold values were reached or exceeded under current operating conditions. The boundaries of the load categories were modified and redefined in order to better define the state of fatigue. It must still be confirmed that the changes made to the categories are not meant to redefine the longevity of the equipment that is approaching the end of its service life.

– des phénomènes de vieillissement des aciers sont apparus plus vite que prévus : remplacement des générateurs de vapeur (GV), des couvercles de cuves, de tronçons de tuyauteries primaires, ...
– des calculs de résistances s'avèrent insuffisants en regard des progrès réalisés pour la tenue aux séismes et aux conditions climatiques (températures extrêmes, vents violents, inondations, ...) ainsi qu'aux explosions internes et aux agressions externes, ...
– des réalisations gérées par des normes des années 1970 ne sont plus conformes aux standards des années 2000 (transport d'hydrogène, câbles électriques, électronique, ...)

Une VD est l'occasion de milliers de vérifications, maintenances, remplacements, améliorations, dont 3 sont cruciales concernant des composants qu'on ne peut pas remplacer :
– l'état de la cuve ;
– la vérification de la tenue de la cuve et du circuit primaire principal à une pression de 207 bars soit 1,2 la pression de fonctionnement (155 bars) dite épreuve hydraulique (épreuve effectuée dans le cadre de la réglementation des appareils sous pression) ;
– la vérification de l'étanchéité de l'enceinte et du vieillissement de son béton (tenue mécanique).

Où se situent les experts mandatés par la CLIS ?

Ces dossiers ont été instruits, vérifiés, amendés pendant quasiment 10 ans. Et les experts mandatés par la CLIS n'ont rien suivi de cette lente progression.

En conséquence, il faudra d'abord quelques réunions préparatoires pour s'initier aux évolutions des contrôles. Il s'y ajoutera la lecture des dossiers IRSN sur le suivi des VD3 des réacteurs 900 MWe et celle des analyses et recommandations du Groupe permanent réacteur (GPR) de l'ASN. Et pour finir une analyse des lettres de suite d'inspection des inspecteurs de l'ASN orientera les experts sur quelques dysfonctionnements.

Questionnements sur les divers contrôles

À la suite des VD1 et VD2, le GSIEN avait posé des questions qui devaient impérativement obtenir une réponse lors de l'examen VD3 :
– la cuve : l'évolution ou non des défauts repérés en VD2, l'évolution de la température de transition ductile-fragile et son influence sur la sûreté ;

Éprouvettes d'irradiation

Capsules	Extraction	Temps équivalent en cuve
S	1979	2 ans
Z	1988	8 ans
T	1988	14 ans
V	1997	30 ans
W	2005	38 ans
X, Y, U	Dans la période VD3/VD4	

– le circuit primaire principal : le programme de contrôle et l'analyse des sollicitations auxquelles il est soumis pendant le fonctionnement du réacteur ;
– la mise en conformité des divers équipements : résistance au séisme (toujours en analyse), tenue aux inondations internes ou externes, aux explosions, ...,
– la réévaluation de sûreté du réacteur (encore à l'étude) ;
– l'évolution de l'enceinte de confinement (étanchéité et tenue mécanique).

Ces questions précèdent la VD3, et les pré-réunions au niveau central d'EDF ont déjà apporté un éclairage sur cette VD3. Elle a bénéficié de l'expérience accumulée depuis 30 ans.

L'IRSN a analysé au plan sûreté tous les dossiers : il convient de suivre ce que EDF va pouvoir réaliser sur les divers composants du réacteur et contrôler tout ce qui sera renvoyé à plus tard, en particulier au plan impact sur la sûreté.

• Un exemple : le suivi de cuve

– Contrôle de la cuve

En VD 1 (1989), utilisation de la platine "Trente Premiers Millimètres" : Contrôle des soudures et de la zone affectée thermiquement.

En VD 2 (1999), utilisation de la platine "Vingt-cinq Premiers Millimètres" : Contrôle des soudures et des viroles (détection possible de défauts supérieurs à 6 mm de hauteur). Il en a résulté la détection et caractérisation d'un défaut en virole C1 (7,7 mm x 14 mm), défaut qui reste dans les limites du défaut maximum admissible (6 mm x 60 mm) calculée par la Section Permanente Nucléaire en 1999.

En VD 3 (2009), utilisation de la platine "Zone de Cœur" : contrôle des soudures et des viroles (détection possible de défauts supérieurs à 5 mm de hauteur).

– Fluence

La fluence maximale (quantité cumulée de neutrons) que peut recevoir la cuve a été calculée pour une durée de vie "réglementaire" de 32 ans JEPP (Jours Équivalents Pleine Puissance) soit les fameux "40 ans" avec un facteur de charge de 80 %. La cuve a reçu, en 1999, l'aval de l'ASN jusqu'à la prochaine décennale de 2009 (soit 30 ans de fonctionnement). Les calculs d'EDF la créditent d'un temps de vie de 40 ans, soit jusqu'en 2019.

Le GSIEN avait signalé en 2000 :
1. qu'il serait plus approprié de donner cette durée de vie en pourcentage de la fluence limite (nombre maximum de neutrons pouvant être reçus par la cuve), la fluence, pour une même durée de fonctionnement, étant dépendante du type de combustible, de la gestion du cœur, etc. C'est à partir de ce pourcentage que l'on devrait donner une estimation de temps de vie de la cuve ;
2. que l'ASN donne seulement une autorisation de 10 ans couplée aux VD. En conséquence ce n'est qu'après la VD3 qu'une nouvelle autorisation sera donnée. Elle sera conditionnée par les résultats des vérifications et contrôles exigés dans le Dossier d'Aptitude à la Poursuite de l'Exploitation (DAPE) et peut être plus courte que 10 ans.

– Évolution de la température de transition ductile-fragile (NDTT) de Fessenheim 1

Pour établir une prédiction de l'évolution des caractéristiques mécaniques de l'acier de la cuve (et des soudures) on va utiliser des coupons de métal, placés plus près du cœur. Pour le métal de la cuve, ces coupons sont prélevés dans l'anneau de recette et bien évidemment non dans la virole elle-même. L'hypothèse faite est que la composition de ces échantillons est identique à celle de la cuve. Ces coupons sont disposés en des emplacements où le flux de neutrons devrait être plus élevé que celui qui arrive sur la cuve.

La position angulaire des capsules a changé depuis 1989. En effet, les positions 25°, 35°, 45° donnent des taux



Centrale nucléaire de Fessenheim dans le Haut-Rhin



Évaluation de l'évolution de la température NDTT en fonction de l'irradiation supposée être reçue aux échéances de 20, 30 et 40 ans par la virole C1 qui est la plus critique			
Évolution	20 ans	30 ans	40 ans
Métal de base -C1	38 °C	46 °C	53 °C
Soudures	59 °C	61 °C	80,3 °C (EDF admet 78,3 °C)

d'anticipation de 0,97, 0,623 et 0,486, ce qui ne présente guère d'intérêt en termes d'anticipation sur le vieillissement de la cuve. C'est vraisemblablement la raison des changements dans les plans initiaux. Restent à déterminer les incertitudes sur les fluences mesurées à partir des dosimètres placés dans les capsules, incertitudes importantes dépendant du taux de combustion des assemblages, et de la différence de lame d'eau d'une part entre les assemblages et la cuve, et d'autre part entre les assemblages et les éprouvettes, fixées sur la jupe interne entourant le cœur.

La cuve ou plus exactement la partie de la cuve située à la hauteur du cœur du réacteur est soumise à une très forte irradiation neutronique. Cette irradiation induit un phénomène de vieillissement de l'acier qui dépend du nombre de neutrons reçus par le métal (fluence). Ce vieillissement correspond à une fragilisation caractérisée par une élévation de la température de transition ductile-fragile, NDTT et/ou RTndt. Or, en cas d'injection de sécurité dans le circuit de refroidissement le choc froid risque de provoquer une rupture dans une zone affaiblie par des défauts. Cette fragilisation dépend aussi de la composition du métal et en particulier de la présence de carbone, de cuivre, de phosphore et de nickel.

Les 2 zones les plus sensibles sont les soudures et la virole C1.

Voici les valeurs initiales des températures de transition ductile-fragile :

	Température initiale NDTT
Soudure	- 20 °C
Virole C2	- 32 °C
Virole C1	- 22 °C
Virole C3	- 32 °C

La cuve du réacteur de Fessenheim 1 est constituée de 3 viroles, alors que les autres réacteurs du parc 900 MWe n'en comportent que 2

À partir de la fluence relevée en 97/98, la NDTT a été extrapolée à 30 ans et à 40 ans. Comme les valeurs étaient trop élevées et impactaient la sûreté, il a été décidé de diminuer la fluence de 15% par un réarrangement du cœur limitant le nombre de neutrons allant jusqu'à la cuve (arrangement du cœur en fluence réduite puis en fluence faible par le choix des éléments combustibles périphériques).

Les nouvelles valeurs à 30 et 40 ans seront disponibles en VD3.

Rappelons les constats GSIEN en VD2 (dossier expertise remis à la CLS) :
– le métal de base n'avait jamais été vérifié en contrôle "pleine virole". Les contrôles de fabrication et ceux de la VD1 ont porté sur le métal d'apport des soudures et les zones affectées thermiquement (ZAT) par les soudures. En VD2, les défauts vus à Fessenheim entrent dans le cadre des défauts enveloppes. Attendons les vérifications en VD3 ;
– il est essentiel de pouvoir garantir que les fissures ou défauts identifiés ne sont pas susceptibles de se propager entre deux contrôles. Pour une fissure ou défaut connu, un calcul de propagation (lente) peut être réalisé à condition de comptabiliser les cycles de chargement ("situations" dans le langage de l'exploitant). Une telle étude relève du domaine de la fatigue.

Il semble bien que la cuve ne soit pas l'élément pour lequel le problème est le plus aigu. Ceci ne nous empêche pas de signaler, encore, que les calculs de fatigue sont fondés sur une analyse classique, dans le domaine élastique et pour un grand nombre de cycles, et que l'utilisation de cette approche pour évaluer l'effet de peu de cycles d'amplitude importante présente un caractère approximatif. Aura-t-on une réponse en VD3 ?

• Sur le comportement des cuves sous irradiation, il reste les points suivants à préciser et prendre en compte :
– la caractérisation du matériau vis-à-vis de la rupture est réalisée au moyen d'essais destructifs. La représentativité des éprouvettes utilisées, discutable par définition, joue un rôle essentiel ;
– l'évolution de la ténacité avec la température est une considération expérimentale déduite de résultats d'essais présentant une forte dispersion. La notion de température de transition (NDTT) est donc conventionnelle, peu précise, et de mesure délicate.

L'analyse de sûreté présentée par l'exploitant est résumée en termes de "marge" vis-à-vis de la température de transition. Ce paramètre ne nous paraît pas particulièrement parlant.

Vis-à-vis de la rupture de cuve, et sans remettre en cause les scénarios accidentels envisagés, on aurait préféré que cette marge soit exprimée en terme de "longueur de fissure ou défaut acceptable". En effet, les calculs sont menés en supposant que la fissure ou le défaut "enveloppe" de profondeur 6 mm et longueur 60 mm n'est pas critique mais on ne sait pas de combien.

La tenue de la cuve en conditions pénalisantes relève de plusieurs paramètres. C'est une température de

transition ductile-fragile élevée qui caractérise un matériau fragilisé. Cette température est, bien sûr, fonction de la composition de l'acier et de la fluence. Cette tenue en transitoire va dépendre de la sollicitation à laquelle est soumise la cuve. À basse température d'injection de secours et s'il existe un défaut dans le métal, on risque la rupture. Or, sur la résistance des matériaux (RTndt et fissures ou défauts) de même que sur la (les) sollicitation(s) (transitoire) on se heurte non seulement à des incertitudes difficiles à quantifier mais à de l'ignorance. Il n'est alors plus possible de parler de marges.

Et pour finir, voici l'avis de la DSIN (1999) concernant le temps de vie des cuves : "la tenue des cuves 900 MWe peut être considérée comme assurée au moins jusqu'à l'échéance 30 ans vis-à-vis des transitoires que vous (EDF) avez étudiés ; "mais" il (le dossier) est encore insuffisant pour conclure à la tenue des cuves à 40 ans dans les conditions accidentelles postulées."

De récentes révisions des études de sûreté ont fait apparaître que dans certaines conditions accidentelles, la probabilité du risque de percement de la cuve par le corium augmentait. L'analyse des dossiers de sûreté des réacteurs du palier 900 MWe a fait apparaître également que si les radiers des bâtiments réacteurs semblaient pour la plupart suffisants. Pour Fessenheim 1, prototype de la série, ce n'était pas le cas. Une pré-étude, analysant la possibilité d'un renforcement de ce radier, a montré que ce projet semblait irréalisable, car trop pénalisant en termes de radioprotection.

Quel est le paramètre qui n'avait pas été pris en compte dans les études originales, ou que certaines modifications d'exploitation ont modifié, qui a conduit à cette situation ? Il est possible que le prolongement des cycles (18 mois avec le combustible Cyclade), donnant des taux de combustion plus élevés, conduise à une charge thermique résiduelle du cœur en situation accidentelle grave, ne permettant plus d'assurer la sauvegarde de la cuve.

Et où en est-on en VD3, sachant que les conditions accidentelles ont été partiellement revues et ont conduit à doter l'EPR d'un récupérateur de "corium" pour le cas du percement de la cuve ? Quelle est l'implication de ces études pour la sûreté de Fessenheim ?

• Un autre problème : la fatigue

Le problème de la fatigue n'est pas nouveau. Des accidents en série survenus aux avions COMET au percement du circuit de RRA sur le palier N4, toute une litanie d'événements sont là pour nous le rappeler.

Dans le domaine qui nous intéresse ici, il s'agira essentiellement des efforts mécaniques subis à l'occasion de changements plus ou moins rapides de pression et/ou de température. Par exemple, un arrêt d'urgence va produire une rapide baisse de la pression et de la température sur tout le circuit primaire. Autre exemple, l'arrivée dans un flux chaud d'une veine froide va produire, avant que soit homogénéisée la température, sur des zones de contact avec la paroi, une succession de chocs thermiques induisant des chocs mécaniques et une fatigue accélérée. Ce fut l'incident du RRA du palier N4 où, à Civaux, une fissure perforante de 38 centimètres s'est manifestée au 6e mois des essais de démarrage de la tranche. Sur la même portion de ce circuit, à la centrale de Chooz déjà mise en service, des dégâts importants s'étaient déjà formés, heureusement sans aller jusqu'au percement.

Les équipements, et même certaines parties spécifiques sont conçus pour être capables de subir un certain nombre de sollicitations avant que soit mise en défaut leur résistance mécanique. Ainsi sont définies les limites d'usage de ces éléments, généralement calculées pour la "vie" de la centrale.

Le problème qui va se poser, est d'estimer pour chaque "situation" (variation en Pression et Température) de combien doit être amputé le capital de durée de vie des équipements concernés.

Comme rarement, un événement concerne un seul paramètre, la comptabilisation devient délicate lorsqu'interviennent simultanément la pression, la température et la vitesse d'évolution. Pour estimer la marge de sécurité restante il faut être capable d'additionner des carottes et des pommes de terre !

La doctrine du constructeur et de l'exploitant ont évolué au fil du temps, s'affinant et permettant, par d'astucieux découpages de classes, de redonner une apparente longévité à des équipements approchant de leur limite de péremption.

Lors de la VD 2 nous avions relevé plusieurs classes de situations pour lesquelles il apparaissait que les marges de sécurité étaient particulièrement réduites, ainsi que des classes cataloguées comme étant "à définir".

Voici notre avis en VD2 (1999), à propos de la philosophie du suivi des "situations" et du changement de référentiel (dossier en cours d'élaboration) :

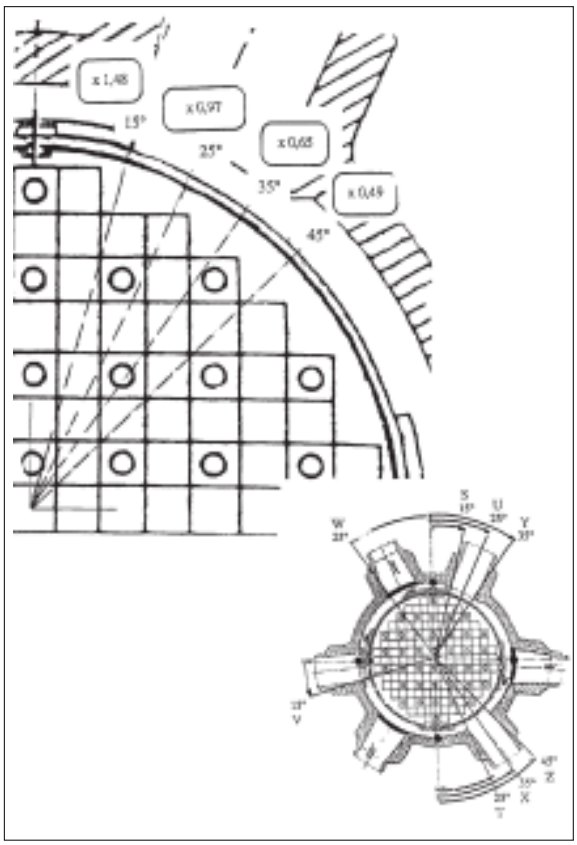
"Les objectifs de la comptabilisation consistent en la vérification que le CPP n'est pas soumis à des contraintes plus sévères ou plus nombreuses que celles retenues... En effet, les analyses de conception visant à démontrer l'absence d'endommagement sont établies à partir de ce dossier et donc la résistance de l'appareil ne peut plus être assurée si l'on s'écarte des hypothèses de ce dossier. (..)

Les résultats pour FES 1 montrent que globalement on a encore de la marge mais que certaines situations à 20 ans, comparées à la prédiction (calcul à 40 ans, ramenés aux 20 ans de fonctionnement de FES 1) dépassent les prévisions."

Nous avions, d'ailleurs, conclu sur ce changement de référence en VD2 :

"Il est clair qu'il faut utiliser le retour d'expérience mais est-ce vraiment pour faire des subdivisions dans l'inventaire des "situations" ? Certes si on a dépassé le nombre d'occurrences, ce peut être parce qu'on a mal évalué à l'origine les effets d'un transitoire, encore faut-il





Positionnement des eprouvettes dans la cuve de Fessenheim 1

l'analyser et le justifier. Il faut donc réévaluer son effet mais est-ce en changeant le nombre d'occurrences initiales ? Il ne faudrait pas que les subdivisions deviennent un artefact permettant de masquer des dépassements de la prévision de conception. La question n'est pas sans implications fortes sur la sûreté."

Ces considérations sont toujours d'actualité en VD3.

Une autre approche, préventive, va être de modifier certaines procédures afin de limiter les sollicitations, tout en respectant les critères de sûreté de la conduite. L'automobiliste, à l'approche d'un feu rouge peut freiner au dernier moment ou anticiper en réduisant progressivement sa vitesse. L'usure des divers éléments de son véhicule ne sera pas la même, mais la totalisation de cette usure va devoir également tenir compte de toutes les situations intermédiaires. Si, sur votre voiture, il est aisé de vérifier l'état des pneus et des plaquettes de frein, il n'en est pas de même pour un coude du circuit primaire ou pour une volute de pompe.

• Et pour conclure :

La VD3 est essentielle pour que l'ASN puisse donner un avis reposant sur l'analyse de l'état de sûreté du réacteur. C'est pourquoi la CLIS de Fessenheim a souhaité bénéficier d'un autre regard que celui d'EDF sur un tel dossier. La convention signée entre la CLIS, le Conseil Général du Haut-Rhin, l'ASN et EDF permet d'une part un accès à la documentation et d'autre part cible les grandes étapes de la VD3 (cuve, enceinte, vieillissement des divers composants).

Cependant il est déjà connu que :
– la température de la transition ductile-fragile du métal de la soudure de la virole C1 (la plus irradiée) se situe autour de 80 °C (cette valeur sera précisée en VD3) ;
– le vieillissement des matériels rend leur maintenance et/ou leur remplacement difficiles ;
– le fait que Fessenheim 1 est le prototype de sa série.

Il est clair que la VD3 sera déterminante pour la décision de prolonger ou non le fonctionnement de Fessenheim 1.

Cette décision relève :
– d'une part de l'exploitant qui, sur des critères de sûreté et/ou économiques (maintenance et/ou mise à niveau de sûreté à des coûts prohibitifs), peut décider de fermer ou de maintenir une installation, et
– d'autre part, in fine, de l'ASN qui se doit d'exiger un niveau de sûreté garantissant la sécurité des travailleurs et des populations.

Quant à la CLIS, elle pourra s'appuyer sur ce dossier d'expertise pour poser des questions et participer à la mise en place d'une sûreté accrue. ■

Un exemple de dossier lié à l'exploitation après la troisième visite décennale : la tenue en service des cuves des réacteurs de 900 MWe

par Laure Monin, chargée d'affaires à la direction des équipements sous pression nucléaires et Sébastien Crombez, adjoint au directeur des équipements sous pression nucléaires – Autorité de sûreté nucléaire (ASN)

Les principes de la démonstration

L'intégrité de la cuve du réacteur est un élément essentiel de la sûreté des centrales nucléaires à eau pressurisée. La démonstration de cette intégrité et son maintien au cours du temps ont toujours fait l'objet de nombreux travaux et analyses par l'exploitant depuis les débuts du programme nucléaire en France. La démonstration repose sur un dossier générique, recouvrant l'ensemble des cuves des réacteurs de 900 MWe, qui s'appuie en particulier sur :
– des modèles de prévision de l'effet de l'irradiation sur les propriétés du métal constituant la cuve ;
– un suivi de la fluence reçue par chaque cuve ;
– le suivi et la prise en compte de défauts réels ou potentiels ;
– une analyse mécanique portant sur l'ensemble des situations de fonctionnement, y compris accidentelles.

Conformément à la réglementation française, des coefficients de sécurité destinés à couvrir d'éventuelles incertitudes sont également pris en compte.

L'expertise du GSIEN

L'importance du dossier relatif à la cuve et les suites des instructions menées au cours de la deuxième visite décennale ont conduit les experts du GSIEN à s'intéresser au thème de la cuve. Des échanges ont eu lieu et ont notamment permis à EDF de présenter aux experts mandatés par la CLIS de Fessenheim les évolutions du dossier au cours des dix dernières années.

Depuis 1999, des mises à jour ont en effet été possibles grâce à l'évolution des connaissances, à la prise en compte de nouveaux résultats tels que les données du programme de surveillance de l'irradiation ou programmes de recherche en réacteurs expérimentaux, mais également à la suite des remarques formulées par les experts de la SPN[1].

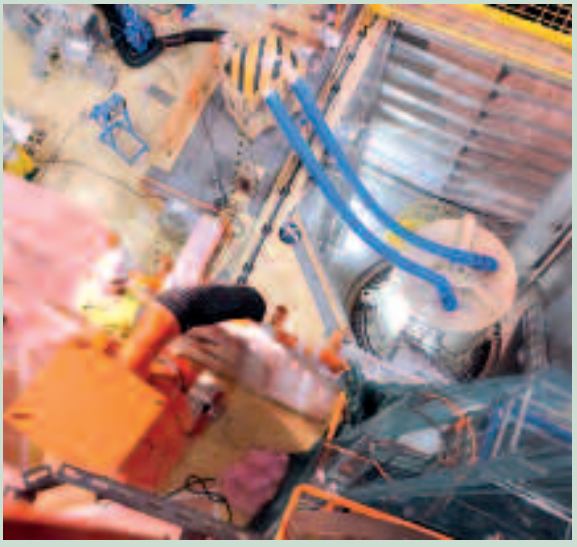
L'évolution de la démonstration

EDF a constitué plusieurs versions du dossier de justification pour la tenue en service des cuves des réacteurs de 900 MWe, successivement en 1987 et 2002, qui ont été examinées par la SPN en 1987, 1999 et 2005. Lors de son dernier examen en 2005, la SPN a émis des recommandations de travaux complémentaires visant à conforter les analyses menées par EDF sur les points suivants : neutronique, thermohydraulique, comportement des matériaux irradiés et comportement mécanique, en vue d'obtenir un niveau de confiance suffisant sur la tenue des cuves pendant les dix années suivant la VD3.

EDF a répondu à ces demandes par un nombre important d'études qui se sont achevées en 2008 et sont actuellement en cours d'expertise par l'IRSN. Ainsi l'ASN sera en mesure de se prononcer sur la tenue en service des cuves des réacteurs 900 MWe pour les 10 années suivant leur troisième visite décennale, lors de la remise de son avis au gouvernement sur le réexamen de sûreté du premier réacteur de 900 MWe : le réacteur 1 de Tricastin.

L'évolution des dossiers entre deux visites décennales

Les dossiers de justification présentés par EDF évoluent entre deux visites décennales pour prendre en compte les connaissances les plus récentes. La cuve du réacteur n'est qu'un exemple, des études ayant également été mises à jour concernant les phénomènes de fatigue, le vieillissement thermique de certains composants du circuit primaire, etc. Ces évolutions documentaires doivent permettre de démontrer l'aptitude des équipements à fonctionner et répondre aux questions formulées par l'ASN, l'IRSN, les groupes permanents d'experts, ou les experts mandatés par les CLI. ■



Vue de la cuve du réacteur du Tricastin au cours de l'arrêt pour la 3e visite décennale – Mai 2009

1. Section permanente nucléaire de la Commission centrale des appareils à pression.



LE POINT DE VUE DES INDUSTRIELS

Les enjeux industriels du groupe AREVA

AREVA group industrial issues

par Étienne Touzain, Directeur développement durable, qualité et progrès continu de la Business Unit Equipements et **Xavier Lesage,** responsable de la conformité à la réglementation des équipements sous pression nucléaires de la Business Unit Equipements – AREVA NP

À l'heure de la renaissance nucléaire

L'appauvrissement des ressources fossiles, l'accroissement démographique, les problématiques liées au réchauffement climatique ainsi que le développement de l'économie mondiale sont autant de facteurs expliquant une demande croissante en électricité et un regain d'intérêt, de la part de certaines nations et compagnies d'électricité, pour l'énergie nucléaire.

Les chiffres de prévision de consommation d'électricité sont considérables. La demande est telle que la consommation devrait d'ailleurs doubler d'ici à 2030. L'évolution de ce contexte énergétique amène de plus en plus de pays à repenser leur stratégie de mix-énergétique et à opter pour y introduire ou renouveler la génération de puissance d'origine nucléaire. Cette solution est à la fois durable, respectueuse de l'environnement, fiable et économique.

Afin de satisfaire au mieux l'essor de la consommation électrique et soutenir la renaissance du nucléaire, le groupe AREVA s'est fixé pour objectif de construire 1/3 des nouvelles capacités nucléaires dans les marchés accessibles.

Cet objectif ambitieux représente à la fois des enjeux industriels majeurs pour le groupe et également pour les parties prenantes, autorités de sûreté et exploitants, garantes au même titre de la sûreté et de la performance des installations.

Les enjeux industriels du groupe AREVA

Au cours des dernières décennies, AREVA a démontré dès l'origine son savoir-faire et ses compétences à concevoir, produire et maintenir des dizaines de centrales, de générations et technologies différentes, en France et en Allemagne, ainsi qu'aux États-Unis. Soutenu par une forte croissance de la demande d'électricité, le marché s'est fortement développé à l'international, sous l'impulsion de nouveaux acteurs de l'industrie, provenant notamment des pays dits émergents, tels que la Chine, l'Inde, le Brésil ou les pays du Moyen-Orient.

Ainsi, observe-t-on le renouveau du nucléaire se matérialiser sous deux formes : l'implantation de nouveaux réacteurs dans les pays ayant déjà une production d'électricité nucléaire mais aussi dans les pays qui souhaitent acquérir ce type d'énergie, voire en maîtriser la technologie. L'autre forme est le renouvellement d'équipements de centrales existantes, à la conception d'origine parfois éloignée de celle développée par AREVA.

Dans ce contexte et fort de son expérience de plus de trente ans dans l'industrie nucléaire, AREVA doit relever de nombreux défis industriels afin d'honorer son engagement de donner l'accès à une électricité durable, fiable et économique à des millions d'individus.

Produire plus pour anticiper sur la forte demande

Le premier enjeu est de produire plus. Avoir une capacité de production suffisante pour les commandes en cours ne suffit plus. Il convient dorénavant d'anticiper très en amont les besoins du marché, ses fluctuations, ses risques et ses opportunités, afin de lisser la charge de travail dans les unités de production dont les capacités actuelles ne pourront répondre à cette demande lorsqu'elle sera effective. Cette anticipation est par conséquent fondamentale et nécessaire, elle est même en réflexion-action de manière continue tant dans les plans stratégiques à long terme qu'au niveau de chaque Business Unit à moyen terme.

Cette anticipation de la charge à venir ne peut suffire car pour suivre le rythme de production, elle doit être combinée en parallèle avec une stratégie de développement capacitaire à l'échelle mondiale. AREVA poursuit, depuis plusieurs années, une politique de déploiement de ses localisations industrielles pour assurer à la fois le niveau suffisant en capacités manufacturières et être au plus proche des sites de ses clients.

La stratégie d'AREVA consiste donc à développer des partenariats avec des usines dont le savoir-faire est

Executive Summary

Depletion of fossil fuels, increasing population, issues related to global warming as well as development of the global economy are also factors that explain the increasing demand for electricity and the renewed interest of some companies and countries in nuclear energy.

The predictions for power consumption are considerable. The demand is such that consumption will likely double by 2030. These energy market developments are leading more countries to rethink their energy-mix strategy and to opt for introducing or renewing nuclear power generation. This solution is sustainable, environmentally responsible, reliable and economical.



Arrivée du pressuriseur EPR sur le site d'Olkiluoto en Finlande – Novembre 2009

reconnu dans la fabrication d'équipements sous pression ou à faire l'acquisition d'usines existantes dans le monde. À titre d'illustration, AREVA croit au renouveau du nucléaire sur le marché américain et s'est donc associé à un grand industriel local, Northrop Grumman Shipbuilding, pour créer au travers d'une société commune, AREVA Newport News, une nouvelle usine d'assemblage et de finition d'équipements[1] lourds du circuit primaire. De même, dans un autre pays en forte croissance, la Chine, AREVA s'est associé à DFEM (DongFang Electrical Machinery), donnant naissance à une entreprise commune, AREVA DONGFANG, pour construire une usine d'assemblage de moteurs de pompe de circuits primaires.

Dans la même logique d'anticipation, le groupe doit également sécuriser ses principaux approvisionnements critiques tels que les pièces forgées, éléments indispensables à la fabrication de composants lourds de réacteurs nucléaires mais également les tubes de générateurs de vapeur. La fourniture de tous ces éléments s'inscrit dans une stratégie à long terme que le groupe déploie afin de juguler tout goulot d'étranglement possible dans la chaîne de production. Le partenariat entre JSW (Japan Steel Works) et AREVA dans la fourniture de pièces forgées en est un exemple emblématique.

Construire une nouvelle usine d'assemblage de générateurs de vapeur ou une nouvelle usine de fabrication de pièces forgées est un processus complexe et nécessite du temps, de l'expertise et des moyens financiers importants. Autant de risques industriels et financiers que le groupe doit prendre, avec mesure, ambition et pragmatisme.

À cela s'ajoute un troisième volet, dans lequel AREVA s'est fortement engagé : la Recherche et Développement dans les procédés de fabrication et l'investissement dans de nouveaux moyens de production plus modernes, plus performants en Europe mais aussi dans les zones à fort développement nucléaire.

Produire mieux pour maîtriser la qualité

Produire mieux, avec une qualité sans cesse améliorée est le deuxième défi. Si ce postulat est valable pour toute industrie, il l'est d'autant plus pour le nucléaire où qualité rime avec sûreté. Lorsque l'on intègre la notion économique et donc le coût que représenterait un équipement (matériau ou composant) non conforme d'un point de vue de la qualité, il paraît évident de devoir produire de manière optimale dès la première fois.

Le défi réside dans la fabrication sans défauts d'une pièce forgée par exemple, pesant quelques centaines de tonnes, dont la précision se mesure au micron sur certaines de ces côtes essentielles. À cette difficulté, AREVA répond par la maîtrise de ses procédés, un contrôle continu de la qualité, une traçabilité des pièces et documentaire stricte et une gestion rigoureuse des réparations.

Pour cela, le groupe investit dans des procédés modernes et les duplique sur ses nouveaux sites, plus spécifiquement dans des outils de contrôle sophistiqués, tels que des systèmes de contrôle par ultra-sons ou des procédés de traçage par laser. L'accent est particulièrement mis sur la formalisation des méthodes de fabrication et de contrôle, des processus de management et sur la formation du personnel. Ces efforts portés sur l'amélioration de la qualité des équipements sont menés conjointement à ceux déployés pour l'augmentation notable et l'amélioration des moyens de production. Indissociablement liés, ils contribuent fortement au niveau de qualité des composants fabriqués.

Maîtrise de la chaîne de sous-traitance

En tant qu'entreprise responsable et transparente, le groupe applique avec rigueur ces mêmes règles d'exigence qualité avec ses partenaires sous-traitants.

La maîtrise de l'ensemble de la chaîne de sous-traitance est un enjeu réel. À travers une collaboration approfondie, les sous-traitants et fournisseurs partagent et contribuent au déploiement de la capacité de production et s'engagent, au même titre qu'AREVA, au bon respect des exigences contractuelles techniques et réglementaires.

Par ailleurs, le groupe endosse la responsabilité de la conformité aux exigences réglementaires des parties des équipements réalisés par ses fournisseurs et destinés à être installés sur un site nucléaire. Cette responsabilité assumée ne dégage pas pour autant les partenaires sous-traitants de tout effort envers la qualité. La maîtrise de la qualité est bien un enjeu commun de l'ensemble des industriels partie prenante.

Dans l'esprit du progrès continu, des outils de suivi ont été mis en place afin de tracer dans le détail les actions de maîtrise de la qualité menées par ces partenaires : une surveillance effectuée par AREVA tout au long des

1. Les équipements primaires sont tous les composants de la boucle primaire d'un réacteur nucléaire : pièces forgées moulées et usinées, composants lourds (générateurs de vapeur, pressuriseurs, cuves, couvercles et internes de cuve), composants mobiles (groupes moto-pompes primaires et mécanismes de commande de grappes).



processus de fabrication et un programme d'audits des fournisseurs sont autant de sources d'identification et de suivi des améliorations industrielles. Cette notion d'entreprise étendue est un axe stratégique fort d'AREVA. Ainsi, pour l'ensemble de ces fabrications, qu'elles soient issues de la sous-traitance ou élaborées dans ses propres ateliers dans le monde, les objectifs conjugués du renforcement de la qualité, du progrès continu et de la conformité réglementaire améliorent la sûreté des installations nucléaires qu'AREVA conçoit et construit.

Innovation et sûreté

Dans un contexte de sûreté nucléaire aux exigences toujours plus importantes, l'intégration du retour d'expérience et la recherche de progrès sur ses produits conduit le groupe à toujours avoir un niveau de sûreté d'avance sur la conception de ses équipements et sur leurs procédés de fabrication.

Conformément à la réglementation, ces avancées technologiques dont bénéficie aussi l'ensemble de la chaîne de sous-traitance, sont accompagnées de justifications fondées sur des études métallurgiques (telles que la tenue à la corrosion, l'irradiation ou la fissuration) dont la maîtrise place aujourd'hui AREVA au premier plan international de la recherche sur les matériaux.

La dynamique de ses centres de recherche et l'innovation dans les techniques de fabrication montre que la sûreté nucléaire est un enjeu majeur pour le groupe.

Vers une harmonisation de la réglementation ?

Outre l'optimisation de la qualité, le processus de fabrication des composants nucléaires doit également être conforme aux réglementations dictées par les Autorités de sûreté nucléaires et suivre des exigences très spécifiques et complexes. Elles ne sont, par ailleurs, plus limitées à l'adéquation d'un produit à un code de fabrication unique ou à une réglementation nationale. Aujourd'hui, les équipements d'AREVA doivent être conformes à plusieurs réglementations et conçus et fabriqués selon différents codes.

Dans cette configuration, comment alors maîtriser une telle croissance industrielle, l'anticiper, tout en assurant la conformité réglementaire des équipements nucléaires sous pression ? La problématique du groupe est bien de mettre tout en œuvre pour harmoniser et standardiser sa production tout en garantissant à la livraison un produit ou une installation fiable, de qualité irréprochable et conforme aux exigences des clients et à la réglementation en vigueur sur le territoire du client.

Il paraît aujourd'hui être une gageure de vouloir anticiper la production d'équipements sans client identifié à la commande.

Prenons l'exemple de la réglementation française, applicable aujourd'hui aux équipements sous pression nucléaire destinés à être utilisés dans une installation nucléaire sur le sol français. Les principaux textes applicables sont :

– l'arrêté du 10 août 1984, relatif à la qualité de la conception, de la construction et de l'exploitation des installations nucléaires de base qui s'adresse en premier lieu à un exploitant d'installation, responsable de la qualité de ses équipements, depuis leur conception jusqu'à leur exploitation ;
– et l'arrêté du 12 décembre 2005, relatif aux équipements sous pression nucléaire qui n'envisage la fabrication d'équipements que sous contrat avec un exploitant, c'est-à-dire la personne titulaire de l'autorisation de création de l'installation nucléaire dans laquelle l'équipement sous pression nucléaire est installé ou destiné à l'être.

Que dit cette réglementation ? Concernant l'arrêté du 10 août 1984, son article 4 stipule que l'exploitant est responsable de la sûreté de l'installation nucléaire et, de ce fait, responsable de l'application de l'arrêté pour la conception et la fabrication des équipements sous pression qui seront utilisés dans sa future installation.

Concernant l'arrêté du 12 décembre 2005, d'après son annexe 1, l'exploitant "fournit au fabricant la description de toutes les situations dans lesquelles peut se trouver l'équipement, en cohérence avec le rapport de sûreté de l'installation à laquelle il est destiné, complété par les dossiers associés, ainsi que l'ensemble des charges à prendre en compte pour chaque situation." L'exploitant fournit donc les données d'entrée qui serviront ensuite à la conception et à la fabrication des futurs équipements qu'il exploitera dans son installation préalablement identifiée.

L'enjeu d'AREVA est de produire des équipements conformes à toutes les réglementations en vigueur mais sans avoir à distinguer la réglementation applicable lors du processus de production (ou bien le plus tard possible), sous peine de se voir refuser leur installation sur le territoire.

Or, toutes les réglementations applicables par pays sont hétérogènes. La Finlande, la France, les États-Unis, le Royaume-Uni ont des réglementations qui leur sont propres. Ainsi, outre l'intégration des codes de construction des équipements sous pression nucléaires, le groupe doit prendre en compte l'ensemble de ces réglementations nationales au travers d'exigences de fabrication appliquées à l'ensemble de ses équipements, afin de satisfaire l'ensemble des clients potentiels.

Afin de progresser dans cette voie propice à une fluidification de la production industrielle, intrinsèquement garante de la qualité, il est naturel de rechercher une harmonisation des méthodes de contrôle par les Autorités de sûreté de tutelle. L'ASN est l'interlocuteur historique d'AREVA pour ces sujets.

Le groupe s'est donc naturellement adressé à l'ASN pour évoquer les problématiques d'harmonisation des réglementations et des pratiques d'inspection. AREVA a délibérément choisi d'appliquer la réglementation française, identifiée comme la plus exigeante du point de vue de la qualité, pour ses équipements sans client et de faire contrôler sa fabrication par l'ASN.

Pour AREVA, répondre à ce degré d'exigence devrait satisfaire les attentes de toutes les autorités de sûreté. L'ASN est une autorité reconnue sur la scène internationale pour sa rigueur, son indépendance et son professionnalisme. AREVA attend de l'Autorité de sûreté française qu'elle favorise l'émergence d'un référentiel de sûreté commun. AREVA encourage les initiatives bilatérales et multilatérales telles que les échanges dans le cadre du MDEP *(Multilateral Design Évaluation Program).*

Au sein des États membres de l'Union Européenne, il est déjà prévu au titre de la directive européenne 97/23/CE que les autorités de sûreté nationales désignent des organismes pour effectuer notamment l'évaluation de conformité des équipements sous pression. L'ASN sélectionne dans cette liste des organismes européens capables de la représenter pour effectuer le suivi, le contrôle et la surveillance de la fabrication des équipements sous pression nucléaires, aussi bien dans les usines d'AREVA que chez ses sous-traitants.

Le groupe AREVA est donc impliqué dans une nouvelle orientation du contrôle de la conformité réglementaire de ses propres équipements : stratégie de désignation d'un organisme accepté par l'Autorité de sûreté nucléaire et/ou de mutualisation des pratiques d'inspection des différentes Autorités de sûreté nationales. Son but est de pouvoir compter sur un contrôle efficace, compétent, reconnu et présent à travers le monde.

Les besoins en expertise

Afin d'accompagner au mieux ces défis industriels, il est essentiel de capitaliser sur la multiplicité des compétences et de savoir-faire d'AREVA. La plupart des expertises existent déjà au sein du groupe mais l'enjeu consiste surtout à accroître ces expertises très recherchées et à les intégrer car le succès du développement du groupe repose en grande partie sur ses compétences.

Au tout début des années 2000, durant les périodes de creux qu'a connues l'industrie nucléaire, AREVA avait fait le choix de maintenir ses compétences sur les sites de production, dans l'attente du renouveau nucléaire futur. Maintenant que la demande croît de nouveau, il est essentiel de préserver et capitaliser sur le savoir-faire des "anciens".

À ce titre, une véritable politique de transfert de compétences et de développement des filières d'expertise est mise en place au sein du groupe avec un focus particulier sur l'intégration de jeunes talents via l'apprentissage et l'alternance.

Des partenariats sont également créés dans le milieu éducatif, se traduisant par la création d'écoles de métiers et de dispositifs de qualification à destination des populations de soudeurs et de forgerons en particulier.

Le maintien de ces compétences ne se limite pas uniquement aux établissements de production d'AREVA. Plusieurs entreprises, fournisseurs ou sous-traitants sont concernés directement par les programmes développés par le groupe. Une politique de déploiement de nouvelle main-d'œuvre qualifiée vers ces entreprises partenaires a donc été mise en place et déployée.

Par le volume de ses commandes et les exigences de qualité associées à ces produits, AREVA dynamise l'ensemble de la filière de la fabrication des équipements sous pression (forge, fonderie, chaudronnerie, métallurgie) et permet donc à des entreprises spécialisées de maintenir un niveau d'activité soutenu et de qualité.

Conclusion

Le mois d'octobre 2009 a marqué une étape majeure dans la démonstration de la maîtrise de la fabrication d'AREVA. La fabrication des quatre générateurs de vapeur et du pressuriseur pour la centrale nucléaire EPR™ Olkiluoto 3 en Finlande est terminée.

L'application des guides de construction de l'Autorité de sûreté finlandaise (STUK), essentiellement issus de la réglementation européenne, a démontré qu'AREVA pouvait s'adapter à d'autres réglementations jusqu'alors méconnues. Le groupe a dépassé les méthodes acquises "franco-françaises" et "franco-américaines" déjà établies. Cette maîtrise ne remet pas en cause l'objectif d'une harmonisation des référentiels de sûreté qui sera bénéfique pour l'ensemble de la filière nucléaire mondiale.

La capacité du groupe à gérer la chaîne de sous-traitance a également bénéficié de cette expérience. Car, si l'usine AREVA de Chalon/Saint-Marcel a fabriqué les quatre générateurs de vapeur et le pressuriseur, d'autres pièces ont été fabriquées chez nos partenaires du monde entier (Japon et République tchèque principalement).

Savoir fabriquer sur différents sites afin de livrer les composants aux clients dans les délais fait partie intégrante de la mission du groupe. Les aléas rencontrés tout au long de la fabrication de ces équipements ont été, un à un, surmontés et ont contribué à enrichir l'expérience permettant par la suite de formaliser, standardiser et optimiser les processus en ingénierie, production et contrôle.

Aujourd'hui, le marché de l'énergie s'est mondialisé et la capacité d'adaptation à d'autres cultures, voire d'autres modes de raisonnement, est une nécessité pour le groupe. Réussir cette adaptation démontre la capacité à prendre de nouveaux marchés à l'étranger, en tenant compte de la diversité des exigences de la part des différentes Autorités de sûreté.

Le groupe poursuit ses efforts dans le domaine de la qualité afin d'assurer la maîtrise des processus documentaires et de fabrication et répondre aux exigences de sûreté nationales. La surveillance de la fabrication des équipements par l'ASN est un gage de qualité de fabrication et donc de sûreté des centrales nucléaires.

Demain, AREVA souhaite que cette surveillance soit la plus uniforme possible quelle que soit la destination finale des équipements fabriqués. ■



LE POINT DE VUE DES INDUSTRIELS

Les particularités liées à la production des gros composants nucléaires : gros plan sur la société Valinox Nucléaire

The specifics linked to production of large nuclear components: close-up on the company Valinox Nucléaire

entretien[1] avec **Gérard Kottmann**, directeur général de Valinox Nucléaire, filiale du groupe Vallourec

M. Kottmann, vous êtes à la tête de Valinox Nucléaire, filiale de Vallourec, leader mondial de la production de tubes en acier sans soudure destinés à une application nucléaire. Quelles sont les spécificités liées à la production des gros composants pour l'industrie nucléaire ?

Valinox nucléaire est effectivement le plus grand tubiste du secteur des générateurs de vapeur. C'est une entreprise 100% nucléaire depuis sa création. Elle évolue en fonction des vicissitudes du marché avec le nucléaire. Son organisation est dictée par toutes les exigences qualité et les spécifications de nos clients, ainsi que par les codes de référence auxquels ces derniers se réfèrent et auxquels nous devons nous conformer. Nous travaillons toujours selon des spécifications techniques très précises.

Valinox bénéficie, pour 3 ans renouvelables après audit de recertification, d'une homologation ASME, Société américaine des ingénieurs en mécanique qui définit les spécifications des matériaux, les règles de construction, de fabrication et d'inspection des chaudières et appareils à pression, y compris des composants nucléaires. Valinox est parallèlement référencée Règles de Conception et de Construction des Matériels (RCCM). Ces deux codes ont modelé son organisation.

S'agissant de la qualité, nos tubes doivent être irréprochables. Depuis les années'80, nous travaillons l'acier 690. La traçabilité de nos produits est parfaitement assurée d'un bout à l'autre de la chaîne de production et ce, dès réception de la matière première. Celle-ci est exclusivement fournie par la société Aubert et Duval. Nos fournisseurs, les mêmes depuis trente ans, sont audités régulièrement. La société SMST (Salzgitter Mannesmann Stainless Tubes), basée à Montbard, assure l'extrusion des billettes. Le reste de la production est assuré en interne, dans nos usines de Valinox Nucléaire à Montbard.

Les spécificités de nos équipements reposent d'une part sur le traitement d'une commande à la fois et d'autre part sur la singularité de son four sous vide, de très haute performance. Il mesure 30 mètres de long et 1 mètre 200 de large. C'est le plus grand au monde.



Vue du four sous vide de l'usine Valinox Nucléaire de Montbard (Côte-d'Or)

Lors de la fabrication, les tubes sont dans un premier temps poinçonnés en bout puis, au stade de la finition, étiquetés d'un code-barres. Chacun possède ainsi sa carte d'identité. Ce système permet de retrouver l'origine d'un tube quelle que soit son année de fabrication.

Les tubes sont ensuite conditionnés en caisses parfaitement adaptées au transport de ce type de matériel. La densité des mousses de protection a été modifiée en collaboration avec les fournisseurs. Le transport étant "le pire ennemi" de Valinox, au moment du transbordement des caisses, en cas de transport maritime, des photos sont prises par un huissier mandaté par l'entreprise sur le quai dès l'arrivée du camion. La même démarche de vérification du respect de la conservation des tubes est assurée à l'arrivée des bateaux en Chine, en Corée ou au Japon.

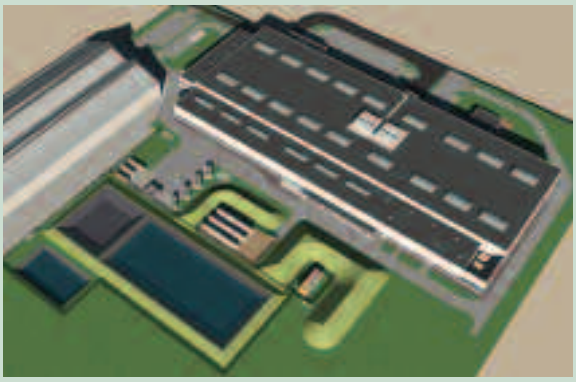
Quels sont les principaux enjeux de votre industrie et pourquoi avoir récemment décidé de construire une nouvelle usine ?

Le marché du neuf s'oriente actuellement vers la Corée mais surtout la Chine, principal moteur de notre industrie. Elle a doublé son objectif de puissance installée en

1. Propos recueillis par Séverine Aurin-Léon.

Les spécificités de l'usine Valinox Nucléaire de Montbard (Côte-d'Or)

entretien avec **Denis Bouliner,** directeur de l'usine Valinox Nucléaire de Montbard



Vue informatique de la nouvelle extension de l'usine à Montbard

M. Boulinier, pouvez-vous décrire les principales caractéristiques de l'usine que vous dirigez ?

Notre usine, mise en service il y a 35 ans, fabrique quasi-exclusivement des tubes pour générateurs de vapeur (GV) de centrales nucléaires. Le process de base de l'usine est le laminage à froid. Nous disposons, d'étapes spécifiques à la fabrication de tubes GV comme le traitement thermique sous hydrogène d'une part et sous vide d'autre part, ou les contrôles non destructifs. Ces étapes sont conformes aux spécifications de nos clients et aux codes nucléaires qui définissent les critères de contrôle ou encore les seuils à respecter. Les contrôles qualité sont effectués en cours de production ou sur le produit fini. Ce dispositif nous permet de garantir le niveau de qualité de notre production.

Nous utilisons également la technique de cintrage de tube que l'on retrouve dans d'autres activités du groupe (VALTIMET). Par ailleurs, le détensionnement des tubes dans notre four sous vide constitue également un process très spécifique à l'usine. Nous disposons enfin d'une chaîne de finition, tout à fait spécifique et adaptée aux "tubes nucléaires". À ce stade, nous procédons à nouveau aux contrôles prévus dans les spécifications de nos clients et liés à l'application du produit.

Notre usine a été conçue et dédiée à 90 % à la fabrication des tubes de générateur de vapeur. Les 10 % restant sont consacrés à d'autres types de produits tubulaires appelés "Produits d'environnement Nucléaires" pour lesquels Valinox apporte sa maîtrise et son savoir-faire dans le domaine des applications tubulaires dédiées aux centrales nucléaires.

Nous avons vu que la gestion des compétences est un élément essentiel, quelle est la politique de Valinox en matière de formation de personnel ?

Si l'on se réfère à l'organigramme de l'usine, les métiers de nos cadres sont globalement des métiers techniques, de production ou de méthode. Nous recrutons à ce niveau des candidats à haut potentiel susceptibles de commencer ou poursuivre leur carrière au sein de Valinox nucléaire puis de progresser au sein du groupe Vallourec.

Les opérateurs, agents techniques et personnels administratifs sont recrutés par voie externe ou interne. L'usine compte 30 % de personnel féminin. En interne, le personnel vient souvent du groupe Vallourec. Concrètement, comme le soulignait Gérard Kottmann, le bénéficiaire du tutorat parrainage se voit dispenser une formation interne par un salarié expérimenté et intègre de fait les bonnes pratiques de Valinox.

Un opérateur de contrôle non destructif bénéficiera d'une formation de 18 mois. Celle d'un spécialiste du traitement thermique s'échelonne sur quatre mois. La formation d'un lamineur, métier de base chez Valinox, dure six mois. Enfin, il faut compter quatre à cinq ans minimum pour une formation d'ingénieur d'affaire, poste dédié à l'expertise, nécessitant une excellente connaissance du métier dans le domaine du nucléaire.

Nous proposons également à nos équipes des formations continues dans de très nombreux domaines. Celles-ci font l'objet de qualifications, comparables à un examen, ce qui permet à l'entreprise de vérifier que les compétences requises ont bien été acquises par le salarié. Cette qualification est documentée suivant ISO 9001 avec des intervenants, experts des domaines considérés. Ils assurent la qualification de l'opérateur et valident sa formation. Nous pratiquons par ailleurs la formation continue dans le cadre de l'apprentissage ou du perfectionnement des langues, des compétences en laboratoire ou en chimie par exemple...

Valinox contribue ainsi à l'évolution et à l'enrichissement de compétences de ses personnels dans un souci constant de qualité et de performance au service de ses clients. ■





Vue d'ensemble de la cintreuse

un an, en conservant la même date butoir de 2020. Ceci s'est traduit immédiatement par un afflux de commandes et nous avons un carnet bien chargé. Nous travaillons également pour Mitsubishi au Japon pour les remplacements de Générateur de Vapeur (RGV) exploités par EDF et tout récemment pour l'Inde sur le marché du neuf. Par ailleurs, nous avons collaboré, sur le marché du remplacement, avec la Corée pour les États-Unis et travaillons actuellement essentiellement pour les RGV en France. Désormais, le principal enjeu de Valinox est d'accompagner la croissance de la demande.

Ce regain de dynamisme du secteur nucléaire nous a conduits à envisager la construction d'une deuxième usine à Montbard (Côte-d'Or). La pose de la première pierre a eu lieu le 16 octobre 2009 dernier. Elle fonctionnera avec le même personnel et sera dotée de deux fours identiques supplémentaires. La capacité de production sera ainsi multipliée par 2,5 en 2011 et renforcera notre leadership.

Il était impératif pour Valinox de continuer en parallèle à faire fonctionner l'usine initiale qui tourne à vingt et un postes (sept jours sur sept à trois postes) et de s'appuyer sur la base expérimentée, le savoir-faire des opérateurs mais aussi de l'organisation nucléaire avec les cadres et le management. Il n'était pas question par ailleurs d'envoyer nos équipes former de nouvelles générations d'opérateurs à l'autre bout du monde au risque de pénaliser l'outil de production initial basé en France. Nous avons un carnet de commande plein jusqu'en 2013 et des accords long terme signés avec AREVA et SENPEC (Chine) qui nous assurent une bonne partie de la charge de production y compris de la nouvelle usine jusqu'en 2015 au moins.

Comment conciliez-vous chez Valinox l'inversion de la pyramide des âges et cette conjoncture économique favorable ?

Il est clair qu'avec la renaissance du nucléaire, nous avons grand besoin de renouveler et d'étoffer nos équipes.

S'agissant de la gestion des compétences chez Valinox Nucléaire, l'accent est porté sur la récupération et la transmission des savoir-faire de nos opérateurs. De par l'inversion de la pyramide des âges, la gestion des compétences est une notion plus que jamais d'actualité dans notre secteur, autant qu'un souci constant de l'entreprise. Petit à petit sont réintroduits de nombreux jeunes dans les services. Ils transitent à leur arrivée par l'atelier dans le cadre d'un tutorat parrainage qui a fait ses preuves. Au-delà de la mise en place d'une incitation financière, les opérateurs expérimentés sont souvent très fiers d'apprendre et partager leur savoir-faire avec les jeunes recrues. Valinox se doit de les former aux besoins et spécificités de Valinox. Nous bénéficions également d'une aide très appréciable de l'Institut international de Management pour la Logistique (IML) et du Conseil Régional de Bourgogne pour la formation de nos opérateurs.

Par ailleurs, Valinox Nucléaire est membre fondateur du Pôle Nucléaire de Bourgogne (PNB) qui regroupe l'ensemble des entreprises du secteur nucléaire en Bourgogne. Le PNB est un pôle de compétitivité qui par définition œuvre sur les questions de recherche et développement entre les acteurs de l'industrie, de la recherche et de la formation. Il œuvre également dans le domaine de la gestion des compétences et traite des questions de formation initiale et continue. Ce pôle est celui qui a fait le plus en matière de filières de formation, ce qui lui a valu une réelle reconnaissance de la Direction Générale des Entreprises (DGE). D'autre part, une délégation sénatoriale a rendu un rapport élogieux à son sujet récemment.

Quel regard portez-vous sur la mission de contrôle de l'ASN ?

L'ASN assure une mission essentielle mais elle doit être consciente de son impact sur le déroulement des projets. Je choisirais pour illustrer mon propos un

exemple volontairement hors contexte français. J'assiste régulièrement à des conférences aux États-Unis relatives à la renaissance du nucléaire. J'ai été frappé par les griefs qu'avaient l'industrie nucléaire et les énergéticiens américains contre leur autorité de sûreté, la NRC (Commission de réglementation nucléaire américaine). Progressivement, j'ai découvert que les griefs étaient fondés, à tort ou à raison, sur des exigences de plus en plus extrêmes, des retards dans les réponses, une notion du temps incompatible entre l'autorité de sûreté américaine et les industriels, consécutive à des différences d'appréciations. Tout ceci s'est soldé par un mot très dur lâché par un politicien américain accusant carrément la NRC d'avoir été le fossoyeur du nucléaire aux États-Unis.

Pour revenir à votre question, je dirais que l'ASN représente l'autorité et qu'elle a des responsabilités vis-à-vis de nous tout autant que les acteurs industriels du nucléaire en ont vis-à-vis d'elle. Si je me réfère à une expérience récente, par exemple sur l'application des ESPN avec une commande pour un remplacement de générateurs de vapeur (projet RO). J'ai dû trouver des affaires de remplacement, à plusieurs reprises sur une période d'un an, en l'absence d'accord de production d'AREVA qui ne l'avait pas de l'ASN. Je pense que l'ASN a des progrès à faire en matière de respect des délais et ne doit pas tomber dans les travers de la NRC. Nous sommes tous dans le même bateau. L'ASN n'est pas sur la rive, elle est avec nous. L'expérience du RO1 a été douloureuse pour Valinox et sans doute aussi pour AREVA.

Quels sont les programmes de recherche et développement en cours ?

Il existe un programme en cours chez Valinox Nucléaire qui concerne la génération 4. Nous travaillons déjà avec le Commissariat à l'énergie atomique (CEA) et AREVA sur les besoins tubulaires du prototype qui doit entrer en service en 2020. Dans le passé, Valinox Nucléaire a fourni les tubes de gainage de combustible et les tubes d'enveloppe hexagonaux pour Superphénix.

Chez Valinox, les programmes de recherche et développement concernent exclusivement l'amélioration et l'incrémentale. Nous ne sommes pas dans une démarche de R&D fondamentale en vue de trouver de nouveaux alliages, de nouveaux modes de fabrication car tout le processus d'homologation est déjà approuvé, nos gammes de fabrication sont déposées et fonctionnent parfaitement. Toute modification dans la fabrication ou la conception de nos tubes doit être entérinée par l'Association Française pour les règles de conception et de construction des matériels des Chaudières Électro Nucléaires (AFCEN). AREVA nous a d'ailleurs récemment honorés de son label Fournisseur, ce qui démontre le sérieux de notre entreprise. ■

Le suivi de production à l'usine Valinox Nucléaire de Montbard

entretien avec **Serge Montrichard**, responsable de ligne de produits chez Valinox Nucléaire

M. Montrichard, en quoi consiste votre mission ?

Je prends part aux négociations commerciales en apportant l'expertise technique, l'analyse de coût de revient de chacun des tubes en fonction des exigences et spécifications de nos clients. Par ailleurs, j'ai 27 ans d'expérience en matière de fabrication de tubes de générateurs de vapeur avec une longue expérience d'atelier, en tant que responsable contrôle. Il nous apparaît indispensable de transmettre les bonnes pratiques, j'en suis l'un des garants. Concrètement, de très nombreux jeunes arrivent actuellement à l'usine et il est essentiel de vérifier qu'ils ont bien conscience de l'extrême sensibilité de notre produit et qu'il ne se fabrique pas uniquement avec des process qualifiés et des procédures écrites mais aussi sur la base de l'expérience.

Quelles relations entretenez-vous avec les fabricants et les exploitants nucléaires ?

Notre usine s'appuie sur une structure qui a toujours su se remettre en question en perfectionnant sans cesse, par petites touches, la qualité de ses produits. Chaque erreur analysée profite ensuite au savoir-faire de l'entreprise. Nous travaillons avec tous les fabricants de générateur de vapeur. Toutefois, le tube fabriqué aujourd'hui par Valinox est avant tout le fruit d'une longue coopération avec AREVA et EDF. Cette collaboration a progressivement amené Valinox à ce niveau de qualité et de performance.

À l'international, nous travaillons avec les Chinois et notamment Dongfang Electric, Shanghai Electric et Harbin Electric. Nos relations sont excellentes et régulières. Ayant moins d'expérience que nous, leur volonté est de s'aligner





Four sous vide mesurant 30 mètres de long sur 1 mètre de large

sur les pratiques françaises. Nous travaillons également avec le Japon et notamment Mitsubishi Heavy Industries à qui nous fournissons des tubes GV destinés au marché français puisqu'EDF collabore avec Mitsubishi.

Nous entretenons également des relations avec les chaudronniers, notamment ENSA en Espagne, mais aussi BHEL en Inde. Bientôt nous travaillerons avec les États-Unis puisqu'AREVA doit y installer, d'ici deux ans, un atelier de gros composants nucléaires.

Pouvez-vous nous parler de la qualification du produit chez Valinox ?

La notion de qualification du produit n'est pas nouvelle chez Valinox. Dans les années 1972-73, des pré-séries ont été réalisées et validées. À cette époque le code français RCCM n'existait pas puisqu'il est apparu au début des années'80. Rappelons que dans ce code, apparaissent des exigences de qualification à la fois de l'usine en termes de moyens techniques, de personnel et surtout de qualification produits.

Aujourd'hui, les qualifications d'atelier et de produits ne peuvent pas être remises en cause sans procéder à une nouvelle qualification de chaque évolution. Concrètement, est fabriquée une pré-série de tubes qui doit être réalisée selon la nouvelle règle à valider. Elle est conduite jusqu'au stade voulu afin de démontrer que les nouveaux tubes sont au moins équivalents à ceux de la qualification antérieure. Lorsqu'il est prouvé que la modification voulue ne change rien à la qualité du produit, elle peut être mise en œuvre et uniquement à ce moment-là. Il s'agit donc d'un processus très lourd. C'est pourquoi, toute nouvelle qualification doit être mesurée, évaluée, motivée, justifiée au préalable. La qualification produit permet une grande stabilité dans la fabrication de nos tubes.

Quelles sont les exigences de Valinox par rapport à la sûreté nucléaire ?

La sûreté du tube est assurée par le designer qui l'a conçu dans sa nuance et ses caractéristiques. Valinox se doit d'appliquer une spécification qui lui est imposée. Par conséquent, la sûreté est assurée par le design du composant et celui du tube.

Toutefois, bien que Valinox ne soit pas designer, nous traduisons ces spécifications ou codes applicables en procédures. L'application stricte de ces dernières contribue au respect des exigences de sûreté. Chez Valinox, les produits fabriqués sont très homogènes entre eux et ont des caractéristiques très stables dans le temps. Valinox est parvenu à ce résultat grâce à un respect scrupuleux des process et une application rigoureuse des documents établis pour la fabrication.

Notons que la longévité de nos produits est fonction de l'utilisation qui en est faite. La chimie de l'eau des générateurs de vapeur en est un élément essentiel. Néanmoins toutes les améliorations qui ont été menées sur les process ont de fortes chances de leur permettre d'atteindre une durée de vie de 40 ans, parfois plus.

Enfin, au cours de la fabrication, nous assurons un suivi en temps réel. Puis, en fin de commande, nous procédons à un suivi statistique très affiné de toutes les données et caractéristiques enregistrées durant la production afin de nous assurer qu'il n'y a pas de dérive lente au cours du temps des caractéristiques des produits. De cette façon, nous obtenons des fabrications bien stabilisées qui répondent au souci du client final, de l'exploitant et qui répondent par conséquent indirectement au souci de sûreté. ■

LE POINT DE VUE DES INDUSTRIELS

L'arrêté ESPN, les codes et les besoins de l'industrie nucléaire

French ESPN order, codes and nuclear industry requirements

par Cécile Laugier, présidente de l'AFCEN, Jean-Marie Grandemange, sous-commission RCC-M et Michel Cleurennec, sous-commission RSE-M

Le travail de codification des règles applicables aux équipements importants pour la sûreté a été engagé en France dès 1978 pour accompagner la construction du parc nucléaire français. Les besoins des industriels étaient triples : traduire les règles de conception du licencieur américain, répondre par la codification des pratiques industrielles aux objectifs de sécurité exprimés dans la réglementation française récemment publiée à l'époque (arrêté du 26 février 1974) et stabiliser le référentiel de travail entre l'exploitant – prescripteur - et le constructeur, chargé d'appliquer les prescriptions techniques. Un important travail a donc été réalisé au sein de l'association créée à cet effet, l'AFCEN (Association Française pour les Règles de Conception, de Construction et de surveillance en exploitation des matériels des chaudières électro-nucléaires), conduisant à la publication de recueils de règles dans le domaine des matériels mécaniques des réacteurs à eau pressurisée, le RCC-M et le RSE-M, qui vont être développés ci-après, mais également dans plusieurs autres domaines techniques : matériels mécaniques des réacteurs à neutrons rapides, RCC-MR, électricité (RCC-E), combustible (RCC-C) notamment.

L'année 2005 constitue un double tournant : la première décision de construire un EPR en France vient d'être prise et l'Administration décide, compte tenu du nouvel environnement réglementaire (Directive européenne, décret 99-1046), de moderniser son référentiel pour les équipements sous pression dans le domaine nucléaire en publiant l'arrêté ESPN. S'engage alors une nouvelle phase de mise à jour du RSE-M et du RCC-M, qui va représenter un investissement technique considérable, à l'image des années'80, mais qui, de surcroît, correspond à un contexte nettement plus international non seulement des projets, mais surtout des approvisionnements : en réponse à cet enjeu, l'AFCEN ira donc vers plus d'ouverture et plus d'internationalisation.

C'est sur ces deux points que nous reviendrons en conclusion, après avoir rappelé dans cet article les évolutions récentes du RSE-M et du RCC-M et leurs liens avec l'ESPN.

Le RSE-M 2010 : des règles dont les acteurs de l'exploitation des installations nucléaires françaises ont besoin pour appliquer l'arrêté ESPN en 2011

Le code RSE-M (Règles de Surveillance en Exploitation des matériels Mécaniques des îlots nucléaires REP) constitue un recueil de règles de surveillance en exploitation des équipements sous pression (de type récipients ou tuyauteries) des îlots nucléaires REP. Il définit les règles applicables pour :
– les opérations d'inspection et de contrôle, lorsque l'installation est à l'arrêt ou en fonctionnement ;
– la réalisation des examens non destructifs ;
– l'interprétation et le traitement des indications relevées lors des examens non destructifs ;
– les opérations de maintenance.

Le RSE-M comprend 3 tomes. Le tome I, divisé en 4 volumes (A, B, C, D), présente les règles applicables en fonction d'un classement attribué à chacun de ces équipements sous pression. Les tomes II et III regroupent un ensemble d'annexes dont l'utilisation est appelée par les différents volumes du tome I. Ces annexes précisent en particulier les règles applicables pour les analyses

Executive Summary

Work on coding safety regulations applicable to large equipment was undertaken in France as of 1978 to accompany the construction of a French nuclear plant. The needs of manufacturers were threefold: translate the design rules from the American licensor, meet the safety objectives expressed in French regulations published at that time through coding of industrial practices (order of February 26, 1974) and stabilise the work reference system between the operator – consultant – and the manufacturer responsible for applying technical recommendations. Significant work was carried out by AFCEN (the French Association for the Design, Construction and Operating Supervision of the equipment for ElectroNuclear boilers), an association created for this purpose, leading to the publication of a collection of rules related to mechanical equipment for pressurised water reactors, RCC-M and RSE-M, which will be discussed later, and also in several other technical fields: particularly mechanical equipment in fast neutron reactors, RCC-MR, electricity (RCC-E), and fuel (RCC-C).





Site Internet de l'AFCEN – www.afcen.com

mécaniques de justification des défauts (tome II) et proposent des programmes de visite des différents équipements sous pression soumis au code (tome III).

Le volume A du tome I définit les règles générales applicables à tous les équipements soumis au code. Ces règles sont complétées par des règles complémentaires, de sévérité décroissante, décrites respectivement dans les volumes B, C et D, et correspondant au classement des équipements.

La première édition du RSE-M, parue en 1997, classe les matériels en 3 niveaux correspondant à leurs classes de sûreté, telles que précisées dans le rapport de sûreté de l'installation. Les règles complémentaires applicables aux équipements de classe de sûreté 1, 2 et 3 font respectivement l'objet des volumes B, C et D. Le code ne concerne ni les équipements "IPS NC" (importants pour la sûreté, mais non classés de sûreté), ni les équipements "non IPS" (non importants pour la sûreté).

Ce découpage est compatible avec la réglementation française des appareils à pression, en vigueur à cette époque, issue des décrets de 1926 et de 1943, dont les dispositions relatives au suivi en service sont indépendantes de la nature radioactive ou non, du fluide contenu et du caractère "important pour la sûreté" ou non, des équipements.

Le RSE-M a été rendu compatible avec l'arrêté de novembre 1999, relatif à la surveillance de l'exploitation des CPP et CSP des REP. Puis, à partir de l'année 2000, la France introduit progressivement une nouvelle réglementation pour le suivi en service des équipements sous pression. Cette nouvelle réglementation distingue les équipements dits "conventionnels" ne contenant pas (ou très peu) de radioactivité, des équipements dits "nucléaires" contenant une activité supérieure à 370 MBq. Qu'ils soient "IPS" (importants pour la sûreté) ou non, les premiers sont soumis à l'arrêté du 15 mars 2000, les seconds à l'arrêté ESPN du 12 décembre 2005. Ces deux textes prévoient non seulement des critères de soumission différents, mais aussi des dispositions de surveillance, d'entretien et d'exploitation notablement différentes. L'arrêté du 12 décembre 2005 définit en particulier, pour chaque équipement sous pression nucléaire, un niveau "N" fonction de l'importance des émissions radioactives engendrées par sa défaillance, mais également de sa classe de sûreté, s'il fait partie du parc nucléaire existant. Trois niveaux sont ainsi créés : le niveau N1 regroupe essentiellement le "CPP" (Circuit Primaire Principal) et les "CSP" (Circuits Secondaires Principaux), les autres équipements sous pression nucléaires sont classés N2 ou N3.

Dès lors, cette nouvelle dichotomie s'impose comme une référence pour les règles de surveillance en exploitation des équipements sous pression des tranches REP et il apparaît alors nécessaire de revoir le découpage du tome I du RSE-M, afin d'en faciliter la lecture, de soumettre au code l'ensemble des équipements sous pression nucléaires réglementés et d'y introduire les dispositions de surveillance, d'entretien et d'exploitation qui s'appliquent maintenant aux équipements sous pression conventionnels et nucléaires des centrales REP françaises.

Une nouvelle édition est mise en chantier à partir de 2005 dans quatre groupes de codification. Les principes suivants sont adoptés pour les exploitants français :
– le volume A conserve les règles générales applicables à l'ensemble des équipements sous pression soumis au code ;
– le volume B fixe désormais les règles complémentaires applicables aux équipements sous pression nucléaires de niveau N1 ("CPP" / "CSP") ;

– le volume C définit les règles complémentaires applicables aux autres équipements sous pression nucléaires (de niveau N2 ou N3) ;
– le volume D définit les règles complémentaires applicables aux équipements sous pression conventionnels (qui ne sont pas classés "N").

Cette nouvelle configuration permet entre autres :
– de rassembler dans un même volume les dispositions applicables au "CPP" classé IPS1 et aux "CSP" classés IPS2 ;
– de soumettre au même volume C les équipements sous pression nucléaires de niveaux N2 et N3, quelle que soit leur classe de sûreté et même si ces équipements sont "IPS NC" ou "non IPS" (i.e. non soumis jusqu'à présent au RSE-M) ;
– de soumettre au même volume D, les équipements sous pression conventionnels.

La nouvelle édition du code prévoit toutefois, pour un exploitant étranger, la possibilité de maintenir le classement des équipements sous pression en fonction des classes de sûreté définies par le rapport de sûreté de l'installation, avec la possibilité d'appliquer aux "CSP" les règles décrites au volume B.

Les chapitres concernés par cette refonte sont essentiellement les chapitres 1000 (généralités), 2000 (requalifications, épreuves et essais hydrauliques), 3000 (visites) et 8000 (mise en œuvre d'une opération de maintenance) et plus particulièrement des volumes C et D. Les autres chapitres ne subissent que des corrections de répartition en fonction du classement des équipements, sans modification notable du contenu.

Les chapitres 2000 et 3000 introduisent les nouvelles dispositions réglementaires françaises en matière de requalification et d'inspection.

Les chapitres 8000 définissent de nouvelles règles de classement des opérations de réparation ou de modification sur les équipements sous pression nucléaires de niveau N2 ou N3 (chapitre C 8000) et sur les équipements sous pression conventionnels (chapitre D 8000).

La nouvelle version du RSEM devrait donc être publiée début 2010.

Le RCC-M : des règles dont les industriels ont besoin pour assurer la clarté et la cohérence technique des nouveaux projets, tout en s'adaptant au contexte réglementaire propre à chaque pays

Le RCC-M (Recueil des Règles de Conception et de Construction des Matériels mécaniques des îlots nucléaires à eau sous pression) couvre la conception, l'approvisionnement des matériaux, la réalisation et notamment le soudage, ainsi que le contrôle des matériels sous pression, des réservoirs de stockage, des supports et des internes de cuve supports du cœur, appartenant aux îlots nucléaires des centrales à eau sous pression. Il comporte :
– un Tome I découpé en volumes spécifiques aux différents types et niveaux d'équipements, couvrant les exigences de conception et d'analyse et appelant les tomes ci-après ;
– un Tome II relatif aux conditions d'approvisionnement des matériaux et aux qualifications de pièces ;
– un Tome III traitant des méthodes de contrôle à mettre en œuvre ;
– un Tome IV relatif au soudage et aux qualifications associées ;
– un Tome V relatif aux autres opérations de fabrication et aux garanties de propreté.



Recueil de règles, dans le domaine des matériels mécaniques des réacteurs à eau pressurisée, réalisé par l'AFCEN – 2007

La prise de conscience de la nécessité de telles règles eut lieu en 1977, suite au retour d'expérience des négociations relatives à la centrale de Koeberg, en Afrique du Sud. La filière française était en effet fondée sur une licence américaine, et donc sur les règles de conception du Code ASME, alors que les pratiques retenues en matière d'approvisionnement, de qualifications, de fabrication et de contrôles intégraient l'expérience française et européenne, et étaient encadrées par le Cahier des Prescriptions de Fabrication et de Contrôle (CPFC) d'EDF.

La cohérence d'ensemble de ces dispositions, assurée à travers un grand nombre de spécifications, était garantie par un grand nombre d'échanges entre le Constructeur, l'Administration, et les services d'EDF, mais était plus difficile à valoriser dans les échanges internationaux.

Le RCC-M a donc été, dès le début, destiné à répondre aux besoins de rationalisation de l'industrie, avec la visée de constituer la vitrine du savoir-faire industriel français en vue de l'exportation. Il a d'ailleurs très rapidement dû faire la preuve de son adaptation à ce besoin, puisqu'il constitua la base du contrat relatif au programme P'4 (1300 MWe), discuté en 1979, et du contrat Ulchin 9 et 10 en Corée, réalisé sur la base de l'édition 1981 du code.



Le RCC-M a été constitué à partir de la "photographie" de la pratique industrielle et, avec l'appui des Pouvoirs Publics, des exigences répondant aux textes réglementaires français. Il fut ensuite progressivement complété pour intégrer le retour d'expérience de conception et de réalisation (évolution des quelques 200 normes appelées par le code ou nouvelles normes, évolutions des matériaux, des critères d'analyse, et des techniques et précautions de réalisation et de contrôle), ainsi que le retour d'expérience d'exploitation (limitations dans le choix des matériaux en fonction des températures d'emploi, évolution des nuances afin de limiter le vieillissement thermique ou sous irradiation, précautions de conception et de réalisation dans les zones de mélange de fluides à des températures différentes, températures de préchauffage nécessaires pour éviter les risques d'apparition de défauts, etc.).

Le développement vers 1995 de nouveaux projets, et notamment celui de l'EPR dans un cadre franco-allemand, a également conduit à un grand nombre de propositions techniques visant à couvrir les besoins industriels, dans un premier temps sous la forme d'un projet de règles ETC-M (EPR Technical Code – Mechanical components) au cours des années'90, puis par l'intégration progressive de ces propositions dans le RCC-M depuis l'édition 2000.

Le RCC-M évolue en effet par voie de fiches de modification, qui font suite aux demandes émanant des utilisateurs, ou qui sont préparées sur initiative des groupes de travail de l'AFCEN. La démarche retenue s'est inspirée de celle mise en œuvre par les comités du "Boiler and Pressure Vessel Code" de l'ASME (American Society of Mechanical Engineers), à savoir une instruction des demandes par des groupes de rédaction dédiés (matériaux, conception, technologie, méthodes de contrôles), suivie d'une approbation par une sous-commission RCC-M, puis une commission de rédaction rassemblant des représentants des commissions relatives aux différents codes de l'AFCEN, dans le respect du Manuel Qualité de l'Association et de la cohérence d'ensemble de ces codes.

Des demandes d'interprétation peuvent également être déposées. L'expression retenue pour de telles demandes doit être telle que la réponse de l'AFCEN puisse être exprimée sous la forme d'un "Oui" ou d'un "Non". Les interprétations émises ne conduisent donc pas à modifier le code, hormis le cas où elles révèlent un manque de clarté de ce dernier. Elles doivent alors conduire à l'émission d'une demande de modification à instruire selon le processus précédent.

Le nombre de demandes de modification traitées est à ce jour de l'ordre de 2200, ayant conduit à environ 1100 fiches de modification, le nombre de demandes d'interprétation étant voisin de 650. La mise en place du code a en outre, dès l'origine, été associée à l'engagement d'actions de formation des utilisateurs.

Enfin, et contrairement au code ASME, le RCC-M et le RSE-M ont la spécificité de ne s'appliquer qu'aux



Recueil réalisé par l'AFCEN – 2007

réacteurs à eau pressurisée. Cette volonté est le fondement essentiel de ces recueils : intégrer le plus possible de spécifications techniques, afin de bénéficier des avantages de mise sous assurance qualité de la documentation, de stabilisation et d'économie d'échelle, que procure l'utilisation d'un document sous forme codifiée, par rapport à la gestion d'une succession de documents techniques contractuels.

Internationalisation et ouverture : les nouveaux enjeux pour la rédaction des règles techniques applicables aux réacteurs à eau pressurisée

Comme par le passé, c'est l'internationalisation qui va déterminer de nouvelles méthodes de travail pour l'AFCEN. Aujourd'hui, il s'agit non seulement de l'internationalisation des projets, mais également de l'internationalisation des approvisionnements et l'orientation nouvelle qui en découle est celle d'une plus grande ouverture.

Le projet EPR pour le site de Flamanville (FA3) constitue la tête de série d'un palier EPR qui va se décliner en Chine avec le projet Taishan, en Grande Bretagne avec les projets d'EDF Energy, et en France avec le projet Penly 3, pour les projets connus et confirmés. La stabilisation du référentiel technique pour bénéficier des effets de série est l'une des plus fortes priorités de ces projets ; elle appelle beaucoup d'efforts et de rigueur, à commencer par celui de la codification.

Dans le même temps, une très grande internationalisation des approvisionnements est engagée. Ainsi par exemple, la proportion des fabrications hors France est passé de 8 % pour le palier N4 à 40 % pour l'EPR FA3.

Du statut de "Recueil" d'exigences l'apparentant à une "spécification AREVA – EDF" élaborée dans un cadre essentiellement bilatéral et strictement français, il doit devenir davantage un Code, traduction d'un état de l'art industriel, et donc ouvert à une participation plus directe des industriels et des organismes indépendants. La participation aux groupes de travail et sous-commission est progressivement étendu depuis deux ans à de nouveaux experts : ces nouveaux experts volontaires appartiennent aux organismes acceptés nucléaires, français et internationaux, ainsi qu'à des groupes industriels présents dans le nucléaire, tels que Technicatome, DCNS, et d'autres prochainement, comme en témoignent plusieurs demandes : ce processus est destiné à se poursuivre.

Le code doit également constituer un outil au service des utilisateurs, pour faciliter la démonstration de conformité des équipements à la réglementation du pays destinataire du produit. Dans ce but, les diverses révisions du code ont mis en place des annexes (ZZ pour ce qui concerne la directive 97/23/CE, ZY pour ce qui concerne l'arrêté ESPN) qui mettent en correspondance les exigences essentielles de la réglementation applicable et les dispositions du code qui y répondent, ainsi que les prescriptions complémentaires non inclues dans le code et qui doivent être spécifiées dans les documents contractuels.

Les exigences réglementaires propres à un pays donné peuvent être regroupées en deux sous-ensembles :
– celles à caractère technique qui peuvent être généralisées sans inconvénient à l'ensemble des applications, même si elles relèvent d'un autre cadre réglementaire : il en va ainsi, par exemple, des propriétés mécaniques exigées des matériaux, qui visent la garantie d'un haut niveau de qualité ;
– et celles à caractère plus formel, qui peuvent dépendre des traditions réglementaires des différents pays : il en va ainsi, par exemple, des modalités de vérification de la conformité ou des taux d'épreuve imposés.

Les premières seront insérées dans le corps principal du code, avec un caractère obligatoire (au sens du respect du code) ; les secondes seront intégrées dans les annexes ZY et ZZ, propres à chaque contexte réglementaire. Le respect des exigences contenues dans les annexes doit être spécifié dans les documents contractuels.

Le RCC-M vise ainsi un objectif de clarté et de cohérence technique, dont les industriels ont besoin pour encadrer leurs réalisations, en intégrant la souplesse nécessaire aux différentes applications dans un contexte international.

Les sous-commissions participent par ailleurs étroitement aux actions de comparaison internationales des codes et standards techniques, afin d'ajuster le contenu ou le statut des prescriptions dans le but de conserver le haut niveau de qualité visé ainsi que l'intégration des enseignements de l'expérience, tout en travaillant à la convergence internationale des prescriptions.

Il en va ainsi des exigences propres aux approvisionnements, les industriels ayant de plus en plus besoin de spécifier des produits, à une étape où ils ne sont pas encore sûrs des projets auxquels ils sont susceptibles d'être affectés, voire même des codes auxquels ils devront satisfaire. C'est ainsi que certaines nuances ont été introduites dans le RCC-M, telles que la nuance 20 MND 5 en 2008, en vue de permettre des approvisionnements compatibles avec une éventuelle application du code ASME.

En conclusion, les codes RCC-M et RSE-M ont été profondément rénovés depuis 2005, pour accompagner les besoins des exploitants et des fabricants. S'agissant du contenu technique, ce sont les évolutions réglementaires et normatives qui ont guidé les principales évolutions. Les méthodes de travail connaissent également d'importantes évolutions liées à l'internationalisation et à la recherche d'ouverture : l'élargissement des contributeurs sera poursuivi et l'AFCEN s'attachera à les organiser dans la durée, tout en restant fidèle à l'objectif fondamental de ces publications : constituer des recueils de règles techniques spécifiques aux réacteurs à eau pressurisée, pour stabiliser, rationaliser et faciliter le travail de spécification des équipements. ■



L'INTERNATIONAL

Un Américain à la Direction des équipements sous pression nucléaires de l'ASN

An American in the pressurised nuclear equipment department (ASN DEP)

par Victor Hall, Operations Engineer (NRC), chargé d'affaires mis à disposition de l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN),



Victor Hall, chargé d'affaires à la NRC mis à disposition de l'ASN

En août 2009, j'ai débuté la première immersion d'un inspecteur de l'autorité de sûreté nucléaire américaine (NRC) au sein de l'ASN. Cette action de coopération s'inscrit dans le cadre du *Multinational Design Evaluation Programme* (MDEP), qui vise à améliorer l'efficacité de la revue de conception de nouveaux réacteurs et une convergence des pratiques du contrôle nucléaire. Dans cet article, je vous livre mes observations, en tant qu'inspecteur des fabricants d'équipements sous pression nucléaires et de leurs prestataires, après trois mois au sein de la direction des équipements sous pression nucléaires de l'ASN.

Des différences évidentes

En préparant cette mission à l'ASN, je m'attendais à des différences de pratiques dans le contrôle nucléaire entre nos deux pays. La première et la plus évidente différence à surmonter pour un Américain fut la maîtrise de la langue française. Heureusement, j'ai pratiqué le français de l'école maternelle jusqu'au baccalauréat au lycée français de Washington, D.C., grâce à des parents d'origine européenne, qui ont insisté sur une éducation ouverte vers l'extérieur. Ayant peu pratiqué le français depuis, mes nouveaux collègues à l'ASN m'ont aidé à m'approprier les termes techniques, notamment grâce au dictionnaire français-anglais spécifique au monde du nucléaire, publié par Framatome dans les années 1990.

D'autres différences sont également flagrantes. Par exemple, la taille et la structure des organisations chargées de contrôler les fabricants. À la NRC, cette mission est accomplie par trois équipes de 30 personnes environ : une pour les réacteurs en fonctionnement, et deux pour les nouveaux réacteurs. À l'ASN, une équipe de la direction des équipements sous pression nucléaires composée de 9 personnes est chargée de cette mission.

À l'ASN, l'essentiel du travail accompli par la DEP consiste à vérifier la conformité à la réglementation des équipements sous pression nucléaires. Déjà apparaît une grande différence au regard du système américain. D'abord, le contrôle français, basé sur ce concept d'équipements sous pression, est traité comme fonction distincte. En effet, les inspecteurs de fabricants prennent en compte que ces équipements sous pression. Les équipes de la NRC ne font pas de distinction des équipements et les inspections sont menées sur tous les équipements considérés comme liés à la sûreté, dit "safety-related." Ceci peut inclure un générateur de vapeur, les équipements électroniques de conduite de la centrale. Cette différence fondamentale est liée aux développements historiques des autorités nucléaires.

Malgré ces différences, les équipements mis en service dans les deux pays sont soumis à un contrôle et des inspections parallèles, et donc aboutissent à un même niveau de qualité. Enfin, même si les moyens sont différents, nos autorités s'assurent que les équipements mis en service sont des garanties acceptables pour limiter les risques pour le public.

Un regard particulier sur les équipements sous pression lié à l'histoire

La France est un pays dont l'histoire est riche en comparaison avec à un pays jeune comme les États-Unis. Je n'ai donc pas été surpris de trouver un lien fort à l'histoire des équipements sous pression. Les premiers textes relatifs au sujet remontent au XIX[e] siècle, pendant la révolution

Executive Summary

In August 2009, I became the first United States Nuclear Regulatory Commission (NRC) inspector to join the Autorité de sûreté nucléaire (ASN). Before coming to France, I was an Operations Engineer with the Quality and Vendor Branch in the Office of New Reactors. I was one of the first NRC vendor inspectors to be qualified as part of the nuclear renaissance, and have led vendor inspections at nuclear vendors of everything from reactor vessels to safety-related nuts and bolts. My immersion with ASN is part of cooperation between the two regulatory agencies in the cadre of the Multinational Design Évaluation Program (MDEP). Our goal is to improve the efficiency and the effectiveness of the design review process, aiming at increased convergence of regulatory practices. This article describes my observations as a vendor inspector during the first three months of my time with ASN.



Poinçon à tête de cheval adopté en France en 1872. Il marque le succès de l'appareil aux épreuves

industrielle. À l'époque du roi Louis XVIII apparaissent les ordonnances royales du 2 avril 1823, et du 29 octobre 1823. À la même époque, les États-Unis n'étaient composés que de 24 États, la plupart à l'est de la rivière Mississippi. Ces premiers textes français mentionnaient des exigences basiques, comme des épreuves, des soupapes, et le marquage des appareils. En 1872, la France adopte le poinçon à tête de cheval, marquant le succès de l'appareil aux épreuves. C'est une pratique qui existe encore aujourd'hui. Ainsi, par exemple, à la suite de la déclaration de la conformité par l'ASN, certains équipements du premier réacteur EPR construit en France recevront le poinçon de tête de cheval, marquant leur conformité à la réglementation française, et ainsi aux directives européennes.

La réglementation française, dite "arrêté ESPN" (Équipements sous pression nucléaires), qui date de 2005, constitue la base du contrôle que l'ASN exerce sur les ESPN qui vont être installés dans les nouvelles centrales nucléaires. L'ASN ne prescrit pas les normes ou les moyens qui doivent être utilisés pour être en conformité avec la réglementation. En revanche, l'ASN est responsable de la vérification de la conformité à la réglementation, et finalement d'apposer le poinçon à tête de cheval, marque de conformité. Cette responsabilité m'a surpris, surtout dans la mesure où la NRC ne donne pas d'accords spécifiques aux équipements. Le seul parallèle est le poinçon ASME appelé N-Stamp. La conformité aux normes ASME, avec quelques compléments, est requise par la NRC dans la réglementation 10 CFR 50.55a "Codes and Standards." C'est un des rares cas où la NRC prescrit une norme. Donc la conformité à la réglementation s'achève en partie en étant conforme aux normes ASME. La NRC ne vérifie pas directement la conformité de la fabrication de chaque équipement comme l'ASN. Mais la NRC participe au développement, à la rédaction et à la modification des normes pertinentes.

Les normes sont souvent comparées, mais cela ne signifie pas qu'elles sont équivalentes. Un projet important du MDEP est la comparaison détaillée des normes des pays membres, par exemple le code RCC-M et le code ASME. Tandis qu'il y a des similitudes techniques, il existe des différences de philosophie importantes. Par exemple, la manière dont les codes sont développés et mis à jour est significativement différente. L'ASME est une organisation à but non lucratif dont les normes sont écrites par des groupes divers, comme la NRC. Le code RCC-M ne profite pas de cette indépendance et de la participation de l'ASN. Il est mis à jour par l'AFCEN (Association Française pour les règles de Conception, de construction et de surveillance en exploitation des matériels des Chaudières électro nucléaires, i.e. EDF et AREVA). De plus, l'ASME est une organisation qui dispose d'inspecteurs dédiés à la vérification des normes : les ANIs (*Authorized Nuclear Inspectors*), d'où les parallèles avec les inspecteurs de l'ASN.

Similitudes en contrôle qualité

Un thème commun aux deux pays apparaît dans le contrôle de l'assurance de la qualité pour lequel le parallèle entre avec le travail d'un inspecteur à l'ASN et à la NRC est assez évident. En France, la réglementation principale est appelée "arrêté qualité". On retrouve beaucoup des principes détaillés dans cet arrêté dans la version américaine : l'appendice B du 10 CFR 50. Ces textes réglementaires sont applicables directement aux exploitants, mais sont normalement imposés aux fabricants et prestataires dans les contrats d'achats. Dans les deux



pays, c'est l'exploitant qui détient la responsabilité de vérifier la conformité de ses prestataires à tous les niveaux de la chaîne de prestation.

De plus, la réglementation dans le domaine de la qualité ne prescrit pas les normes à utiliser. Elle précise qu'un système de qualité doit être mis en œuvre, tout en laissant le choix à l'exploitant. En France il n'y a qu'un exploitant, et le système de qualité utilisé est une combinaison de la norme ISO 9001 avec le manuel d'EDF, le SGAQ (spécification générale d'assurance qualité.) Aux États-Unis, on trouve plusieurs exploitants, et donc plusieurs manières de répondre à l'Appendice B. Malgré cette grande différence, la norme NQA-1 est suivie par presque tous les exploitants et prestataires. Mais on trouve des systèmes qualité beaucoup plus variés à cause du nombre d'exploitants.

Le rôle des autorités de sûreté consiste en la vérification des systèmes qualité mis en place par les exploitants et les prestataires. Mais on retrouve une différence de philosophie intéressante dans les inspections chez les prestataires. Si un écart est découvert chez un prestataire, la NRC écrit des notes de non-conformité directement aux prestataires, tandis que l'ASN signifie les constats d'écart à l'exploitant, qui est responsable. L'ASN a plus de souplesse dans ses méthodes d'inspection et de communication, ceci étant peut-être lié au fait qu'il y un exploitant et un fabricant. La NRC inspecte en utilisant des procédures strictes, qui sont disponibles sur le site Internet de la NRC. De plus, toutes les correspondances avec les prestataires sont publiées sur le site internet. L'ASN a commencé à mettre en ligne ses lettres de suite sur son site, pour continuer sur le thème de la transparence, ce qui rapproche les programmes des deux pays.

En guise de conclusion

Après trois mois passés à l'ASN, je commence à comprendre l'origine de nos différences et les petites complexités qui nous séparent. Grâce à cette immersion, j'ai l'impression d'apprendre une nouvelle langue avec un vocabulaire que je connais déjà. En partageant notre expérience et notre méthode de travail, la NRC et l'ASN peuvent profiter énormément l'un de l'autre. Ceci me rappelle une citation d'un poète américain qui a vécu en France avant d'écrire :

"The sum of human wisdom is not contained in any one language, and no single language is capable of expressing all forms and degrees of human comprehension. This is a very unpalatable and bitter doctrine. But I cannot omit it."* ■

*La sagesse de l'homme n'est pas contenue dans une seule langue, et aucune langue ne peut exprimer à elle-seule toutes les formes et tous les niveaux de compréhension de l'homme. Il s'agit là d'une doctrine difficile à accepter, mais je ne peux l'ignorer.

L'INTERNATIONAL

De Dijon à Washington – De la capitale de la moutarde à la capitale des États-Unis

From Dijon to Washington – from the mustard capital to the capital of the United States

par Rachel Vaucher, chargée d'affaires à l'ASN, mise à disposition à la NRC au sein de la Division of License Renewal



Rachel Vaucher, chargée d'affaires à l'ASN est mise à disposition à la NRC au sein de la Division of License Renewal

Après 6 années passées à l'ASN à Dijon au sein du Bureau de contrôle des chaudières nucléaires (BCCN) devenu la Direction des équipements sous pression nucléaires (DEP) suite à la création de l'ASN comme autorité administrative indépendante en juin 2006, j'ai été mise à disposition de l'autorité de sûreté nucléaire américaine (U.S. Nuclear Regulatory Commission ou NRC) en avril 2009 pour une durée de 3 ans.

Deuxième inspecteur de l'ASN à rejoindre la NRC, la première mise à disposition a eu lieu il y a près de 15 ans. Ma mise à disposition s'inscrit dans le cadre d'une volonté de collaboration approfondie entre les deux autorités de sûreté française et américaine, débouchant pour la première fois sur un véritable échange d'ingénieurs puisqu'un ingénieur de la NRC a rejoint l'ASN, à la DEP, en août 2009.

À la DEP, je travaillais dans l'équipe en charge du suivi en service et de la gestion du vieillissement. J'ai notamment suivi les générateurs de vapeur et les zones en inconel et ai participé au premier groupe de travail de l'ASN sur la gestion du vieillissement et la poursuite d'exploitation. Dans le cadre de ma mise à disposition, je travaille dans ce domaine de la poursuite d'exploitation afin de comprendre les pratiques de la NRC qui délivre des renouvellements de licence. Je travaillerai ensuite dans la direction en charge des nouveaux réacteurs (Office of New Reactors ou NRO).

Un contexte très différent

Difficile d'appréhender totalement une organisation comme la NRC, qui emploie plus de 3800 personnes, lorsqu'on travaille dans une entité très ciblée comme celle où je suis affectée depuis désormais 7 mois, à savoir la "Division of License Renewal" ou DLR.

85 personnes travaillent directement dans cette division en charge d'examiner les dossiers déposés par les exploitants de centrales nucléaires pour prolonger leur licence d'exploitation afin que la NRC puisse se prononcer si la licence d'exploitation attribuée initialement pour 40 ans aux États-Unis peut être renouvelée et prolongée pour 20 ans supplémentaires.

Actuellement je m'occupe donc plutôt du vieillissement de composants (comme les générateurs de vapeur) que de la fabrication de nouveaux matériels.

Une durée d'exploitation limitée

La limitation à 40 ans d'exploitation fixée réglementairement lors de l'attribution des licences initiales d'exploitation des centrales nucléaires américaines constitue une différence majeure entre contextes français et américain. Cette limitation de 40 ans, basée sur des considérations économiques et anti-trust et non pas techniques (même si les centrales actuellement en exploitation aux États-Unis ont été conçues pour 40 ans comme les centrales françaises), représente l'une des principales distinctions avec la réglementation française. Dans cette dernière, il n'y a pas de limite réglementaire d'exploitation. Un examen périodique de sûreté tous les 10 ans, selon la loi TSN du 13 juin 2006, constitue l'occasion pour l'ASN de se prononcer sur la capacité d'une installation nucléaire de continuer à fonctionner pour les 10 années suivantes.

Executive Summary

ASN and the NRC wish to promote their cooperation and regard the exchange of inspectors as mutually beneficial. After 6 years spent in the French nuclear safety authority, Autorité de sûreté nucléaire (ASN) in the field of inservice inspection and aging management, I was assigned in April 2009 to the American nuclear safety authority, United States Nuclear Regulatory Commission (U.S. NRC or NRC). This assignment of 3 years should include two phases : a first stage in the Division of License Renewal (DLR) in the Office of Nuclear Reactor Regulation (NRR), where the license renewal represents an important item, and a second stage in the Office of New Reactors (NRO), in order to take part into the different activities linked to the licensing and engineering of new reactors. In this article, I will explain some of the main differences that struck me during my first months of assignment in DLR about the industrial background, the regulatory framework of nuclear power plants in the United States and the organization of the NRC.



Un parc hétérogène

La NRC contrôle 104 réacteurs commerciaux de production d'électricité (dont 69 réacteurs à eau pressurisée ou REP de conception plus ou moins similaire à celle des réacteurs français). Derrière ces nombres se cache une situation nouvelle pour un régulateur français en charge de centrales détenues en France par un seul et même exploitant, EDF, société à capital majoritairement public. En effet, aux États-Unis, les centrales se répartissent sur 65 sites et appartiennent à de multiples sociétés. 26 sociétés privées exploitent ainsi le parc nucléaire américain. À noter également qu'au gré de rachats les centrales américaines ont pu changer plusieurs fois d'exploitants. De plus, si en France on peut parler à une échelle macroscopique de parc homogène (même conception avec des disparités principalement entre paliers), ce n'est pas du tout le cas aux États-Unis : 80 designs différents avec 4 fabricants/concepteurs.

Par ailleurs, en France la puissance des centrales en exploitation est au moins de 900 MWe, alors qu'aux États-Unis, la puissance des centrales peut être nettement inférieure (de l'ordre de 500 ou 600 MWe), ce qui n'empêche pas leur exploitant d'en demander le renouvellement de licence. De plus, les réacteurs vont par paire en France et ont été construits dans un délai très proche pour les 2 (les mises en service de chaque paire de réacteurs se situent le plus souvent dans un intervalle de 2 ans). Aux États-Unis, certains sites ne comportent qu'un réacteur. Et si plusieurs réacteurs cohabitent sur un même site, l'écart entre leurs dates de mise en service peut atteindre plus de 10 ans.

Part du nucléaire

La part que représente la production nucléaire dans la production totale d'électricité aux États-Unis est également très différente de celle observée en France : 20 % contre 80 % (même si à l'échelle de certains états, cette part de production nucléaire peut toutefois dépasser 50 %).

Conséquences pour le régulateur américain

Une autorité qui écrit

En raison des facteurs exposés précédemment, notamment cette multiplicité d'interlocuteurs, les relations entre contrôleurs et contrôlés ne se gèrent pas de la même façon aux États-Unis que lorsqu'on a affaire à un seul exploitant comme en France.

Ainsi, la NRC rédige de nombreux documents pour formaliser ses positions et informer les exploitants, ainsi que le public. Ces communications de la NRC peuvent revêtir un caractère purement informatif ou bien coercitif, requérant alors des exploitants la mise en œuvre d'actions correctrices particulières.

Des relations plus complexes

Les relations qu'entretient la NRC avec ses exploitants sont plus complexes qu'en France. La NRC est en relation non seulement avec chaque exploitant individuel, mais aussi avec des organisations regroupant les exploitants et auxquelles ceux-ci sont affiliés. On peut ainsi citer l'Electric Power Research Institute, Inc. (EPRI), le Nuclear Energy Institute (NEI) et l'Institute of Nuclear Power Operations (INPO). Les deux premières organisations rédigent des documents dédiés à leurs membres. Ces documents peuvent revêtir la forme de rapports techniques ou de guides (par exemple dans le domaine des générateurs de vapeur sur les examens non-destructifs, la chimie…). NEI peut aussi représenter ses membres dans les relations avec la NRC lors du traitement de certains dossiers à portée générique. La troisième organisation gère le retour d'expérience et réalise des audits des centrales (équivalent de l'Inspection Nucléaire, IN, d'EDF).

L'existence de Resident Inspectors, ingénieurs de la NRC présents en permanence et à plein temps dans une centrale, constitue une spécificité de l'organisation de la NRC par rapport à celle de l'ASN où ce maillon n'existe pas. Seuls des inspecteurs régionaux, présents aussi à la NRC, existent dans l'organisation de l'ASN.

Une organisation réglementaire différente

De plus, la crainte d'un défaut générique qui pourrait entraîner une mise à l'arrêt de nombreuses centrales en France n'est pas présente avec le même degré aux États-Unis. Cela confère-t-il un pouvoir différent aux deux régulateurs ? Vraisemblablement. L'implication de l'ASN, par exemple lors des points d'arrêt pour le redémarrage des centrales qui n'existent pas aux États-Unis, est plus lointaine pour la NRC. On pourrait ainsi parler de responsabilisation plus importante de l'exploitant.

Pour un inspecteur ayant travaillé dans le domaine des équipements sous pression, notamment circuits primaire et secondaires principaux, CPP/CSP, il est notable qu'il n'existe pas de réglementation réservée aux équipements sous pression nucléaires comme les CPP/CSP.

La base réglementaire américaine repose sur le Code of Federal Regulations Title 10 - Energy, Chapter I - Nuclear Regulatory Commission, communément appelé 10 CFR, révisé annuellement et comprenant 2 volumes, eux-mêmes divisés en 199 parties. La partie 54 concerne les exigences pour le renouvellement de licence des centrales.

En raison de l'approche "cost-benefit" qui prévaut dans l'approche réglementaire américaine, la NRC doit estimer le coût d'une décision vis-à-vis des améliorations et exigences en termes de sûreté de manière plus formelle que ne le fait l'ASN.

En même temps, il est à noter que, par la rédaction par la NRC de documents tels que le Generic Aging Lessons Learned (GALL) Report (NUREG-1801), document de base pour le renouvellement de licence, un inspecteur ASN peut avoir l'impression que la NRC s'implique plus dans ce qui incomberait en France à l'exploitant. Ainsi, en France, dans le domaine de la gestion du vieillissement, c'est EDF qui a mis au point une démarche et une analyse qui ont été validées par l'ASN et qui les met désormais en œuvre pour les réacteurs 900 MWe.



Siège du l'autorité de sûreté nucléaire américaine - NRC à Washington, États-Unis

Une communication tournée vers la transparence

Transparence

L'une des 7 valeurs de la NRC est la transparence (Openness) et c'est vrai que cela frappe lorsqu'on commence à travailler à la NRC. Pour mémoire, les 6 autres valeurs de la NRC sont : Integrity, Service, Cooperation, Commitment, Excellence et Respect (ce qui forme l'acronyme un peu paradoxal ISOCCER dans la patrie du football… américain). La NRC met à disposition du public, via son site internet (www.nrc.gov), de très nombreux documents. Ces documents ne sont pas seulement ceux rédigés par la NRC ou ses comités d'experts pour faire part de leurs décisions mais aussi des guides d'inspections, des guides réglementaires, des communications génériques, des rapports sur des décisions réglementaires, ainsi que la plupart des documents transmis par les exploitants et les correspondances entre exploitant et NRC.

La NRC organise de nombreuses réunions dont une principale spécificité est qu'elles se tiennent de manière publique. Le calendrier de ces réunions est disponible via le site Internet de la NRC (www.nrc.gov/public-involve/public-meetings/index.cfm) et le public est invité à y participer, soit physiquement, soit par l'intermédiaire d'une conférence téléphonique. Bien entendu, certaines parties des réunions peuvent être fermées au public si des informations confidentielles sont susceptibles d'y être abordées. Il est à noter que parmi ces réunions publiques figurent non seulement les réunions de l'équivalent des Groupes d'Experts de l'ASN, comme celles de l'Advisory Committee on Reactor Safeguards (ACRS), mais aussi des réunions de la Commission où les services font le point aux Commissaires de leurs activités, comme par exemple les nouveaux réacteurs, les relations internationales…

Des relations plus conviviales

Dans le cadre des réunions auxquelles j'ai pu assister, non seulement dans le cadre de la division of License Renewal mais aussi d'autres divisions comme celle de "Component Integrity", j'ai pu remarquer que certaines de ces réunions se tiennent à froid, par exemple sans qu'une décision sur le prolongement ou non d'un arrêt doive être prise "dans l'urgence" suite à un problème. Certaines de ces réunions ont lieu de manière similaire en France (réunion annuelle), comme par exemple pour les générateurs de vapeur, mais elles sont trop souvent le lieu d'affrontements au lieu d'échanges techniques. Cela n'empêche pas que les échanges exploitants/NRC soient soutenus et que l'exploitant ait à mettre en œuvre certaines actions pour répondre aux sollicitations de la NRC.

Mais aussi très formalisée

La gestion des informations m'a paru différente, plus formalisée au sein de la NRC qu'à l'ASN.

Lors de l'examen d'un dossier de renouvellement de licence, géré par un Project Manager, des demandes d'information complémentaire (request for additionnal information ou RAI) sont regroupées et transmises formellement par un courrier auquel l'exploitant doit répondre dans un délai d'un mois.

Comme expliqué précédemment, tous les documents transmis à la NRC sont non seulement enregistrés, de manière similaire à ce qui se pratique à l'ASN, mais aussi rendus publics, sauf s'ils contiennent des informations confidentielles (proprietary information). Dans ce cas, un processus définit comment la NRC gère ce genre de document. Il décrit par exemple les informations que la NRC considère réellement comme devant faire l'objet d'une protection. Une version publique devra alors être élaborée par l'exploitant pour être rendu accessible au public. Sont également enregistrés des résumés d'échanges téléphoniques ou par méls.

Si cela permet de respecter l'objectif de transparence, cela implique parfois certaines lourdeurs, par exemple dans le traitement de réponses de l'exploitant faisant référence à des documents propres au site et jugés confidentiels, comme des procédures, et par conséquent non publiables sur le site Internet de la NRC.

Une agence très complète

Une commission

Au niveau organisationnel, la NRC et l'ASN ont en commun une commission (NRC) ou collège (ASN) de 5 membres. Mais aux États-Unis tous les sièges ne sont pas nécessairement pourvus et des considérations politiques entrent en jeu dans les nominations des commissaires (pas plus de 3 commissaires d'un même parti). Ainsi, actuellement 3 commissaires sont nommés (la nomination des 2 commissaires manquants est imminente). Leur mandat est de 5 ans contre 6 ans au maximum en France et peut être renouvelé.

Une entité importante : la R&D

Une entité importante existe au sein de la NRC que ne comporte pas l'ASN. Il s'agit de la division "Nuclear Regulatory Research" ou Recherche et Développement,



qui emploie environ 7% du personnel NRC pour un budget de près de 65 millions de dollars, dont les trois quarts sont dédiés à la recherche pour la sûreté des réacteurs en exploitation et 15% aux nouveaux réacteurs. Cette division intervient en soutien aux divisions qu'on pourrait qualifier d'opérationnelles, en fournissant des conseils, informations et outils techniques pouvant éclairer des sujets techniques, facilitant la mission réglementaire de la NRC et ses prises de décision. La NRC dispose ainsi de sa propre expertise indépendante et peut également promouvoir plus facilement sa vision sur des sujets touchant à la sûreté des réacteurs.

La NRC définit ses propres besoins en recherche. En ce moment, la NRC travaille sur un code probabiliste en mécanique, couvrant plusieurs domaines en mécanique de la rupture, les dégradations des matériaux et mène ses propres etudes, sans recourir aux travaux d'exploitants. Des collaborations ont été établies avec des laboratoires nationaux, des universités et organisations non gouvernementales, non seulement au niveau national mais aussi international. Bien entendu les exploitants mènent aussi leurs propres recherches. La NRC participe de manière active à des projets internationaux, ainsi qu'aux congrès internationaux (des présentations peuvent aussi être réalisées par des ingénieurs de la NRC en dehors de ceux de la division Research).

Une gestion des compétences en application

La NRC reconnaît pleinement les compétences de son personnel et ce, dès son recrutement. Les ingénieurs, recrutés sur la base de leur profil (études, carrière antérieure, notamment dans la Navy) choisissent en toute liberté de venir travailler à la NRC. Le recrutement sur titre "à la française" n'existe pas.

Les personnes restent également plus longtemps au sein de la NRC en comparaison avec l'ASN. Les ingénieurs n'ont pas besoin de changer de poste et d'activité au bout de 3-4 ans pour évoluer dans leur carrière. Des filières experts "senior level staff" permettent aux personnes dont l'expertise est reconnue d'occuper des postes équivalents à ceux que peuvent occuper des personnes plus orientées vers le management.

Conclusion : Une participation au dynamisme de relations à long terme

Sans tomber dans les clichés et les banalités, il est évident que ces quelques mois déjà passés dans une autorité de sûreté nucléaire étrangère ont été très enrichissants, tant au niveau professionnel que personnel. Découvrir d'autres méthodes et pratiques, notamment dans des sujets qui vont devenir à moyen terme critiques pour le parc français, comme la poursuite d'exploitation au-delà de 40 ans, permet d'identifier des thèmes qui pourraient être pris en compte par l'ASN.

Il n'y a pas de comparaison entre la qualité des contacts qui se nouent et se développent, la connaissance des contextes et des pratiques que l'on acquiert lorsqu'on travaille physiquement dans une vaste organisation comme la NRC, et les échanges ordinaires par mél et/ou lors de conférences tels que ceux que j'avais pu avoir lors de mon travail précédent à l'ASN.

Cet échange d'ingénieurs, enfin réciproque, entre l'ASN et la NRC permettra assurément de dynamiser encore plus leurs relations bilatérales. ■

L'INTERNATIONAL

Programme multinational d'évaluation des conceptions (MDEP)

Multinational Design Evaluation Program

par Gary Holahan, directeur adjoint du Bureau des nouveaux réacteurs, membre de la Commission de régulation nucléaire américaine et président du Comité de direction technique du programme MDEP, et **Donna Williams,** assistante technique du Bureau des nouveaux réacteurs, NRC (Autorité de sûreté américaine).



Gregory Jaczko (NRC), André-Claude Lacoste (ASN) et Luis Echāvarri (NEA) lors de la conférence MDEP organisée à Paris en septembre 2009

Le Programme multinational d'évaluation des conceptions (MDEP) est une des initiatives les plus ambitieuses entreprises à l'échelle internationale destinée à mettre au point des procédures innovantes de mise en commun des ressources et des connaissances des autorités nationales de sûreté qui seront chargées de l'évaluation des nouvelles conceptions de centrales nucléaires. Ce programme, lancé sur la base de la coopération existant entre les États-Unis (NRC, Autorité de sûreté nucléaire américaine) et la France (ASN, Autorité de sûreté nucléaire française), rassemble à ce jour le Canada, la Chine, la Finlande, la France, le Japon, la Russie, l'Afrique du Sud, la Corée du Sud, le Royaume-Uni et les États-Unis. Avec le programme MDEP, les autorités de sûreté nucléaire visent à améliorer la sûreté mondiale au moyen d'une plus grande coopération. Cette coopération accrue entre les autorités de sûreté améliorera l'efficacité et l'efficience du processus d'évaluation des conceptions, en favorisant la convergence des pratiques réglementaires.

Structure et organisation du programme MDEP

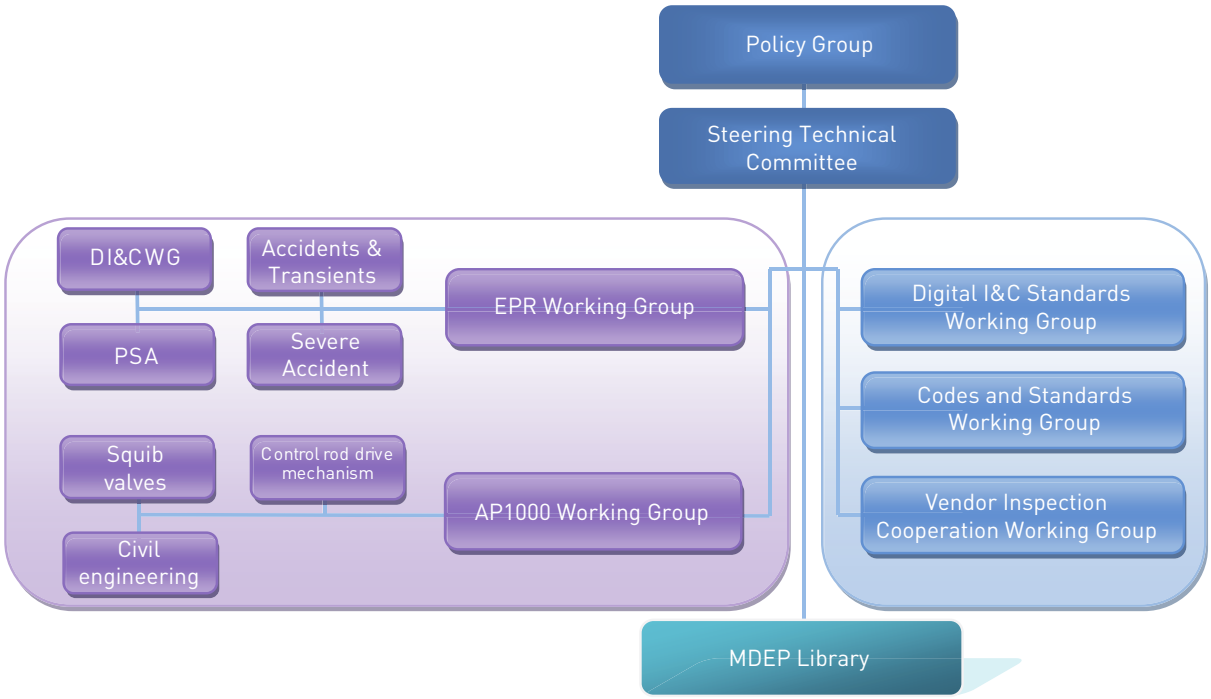
Le Comité stratégique du programme MDEP, présidé par André-Claude Lacoste, président de l'Autorité de sûreté nucléaire, définit les orientations générales du programme. Le Comité de direction technique (CDT), composé des représentants de la direction des dix autorités de sûreté participantes, met en œuvre les activités du programme MDEP initiées pour favoriser la convergence des exigences réglementaires et améliorer la coopération entre les autorités de sûreté. Les travaux du programme MDEP sont exécutés par des groupes de travail organisés autour de nouvelles conceptions de réacteur spécifiques et autour de domaines d'intérêts génériques. L'Agence de l'OCDE pour l'énergie nucléaire (AEN) assure le secrétariat technique du programme MDEP et l'AIEA participe à toutes les activités du programme MDEP.

D'autres organismes ont initié des programmes destinés à favoriser la coopération internationale dans le domaine des nouveaux réacteurs. Le programme MDEP reconnaît qu'en raison du nombre limité de ses membres, d'autres possibilités doivent être offertes aux pays intéressés par la construction de nouveaux réacteurs mais qui ne remplissent pas les critères d'admission au programme MDEP. Le programme MDEP s'efforce de prendre en

Executive Summary

The Multinational Design Evaluation Programme (MDEP) is one of the most ambitious initiatives taken at multinational level to develop approaches to combine resources and knowledge of the national regulatory authorities who will be undertaking the regulatory review of new reactor power plant designs. Launched on the basis of the existing co-operation between United States (Nuclear Regulatory Commission - NRC) and France (Nuclear Safety Authority – ASN), this initiative, to date, brings together Canada, China, Finland, France, Japan, Russia, South Africa, South Korea, the United Kingdom and the United States. Under MDEP, nuclear regulators are aiming to enhance safety worldwide through increased co-operation. The enhanced co-operation among regulators will improve the efficiency and the effectiveness of the design review process, aiming at increased convergence of regulatory practices.





Structure du MDEP

compte ces autres groupes et d'interagir avec eux pour éviter la duplication des efforts, afin de bénéficier des résultats de ces activités, et d'informer les autres autorités de sûreté des activités et des résultats du programme MDEP. Pour assurer la non-duplication des efforts entre les groupes, le champ d'application du MDEP est axé sur des activités à court terme liées aux évaluations de conceptions spécifiques menées par les pays membres et aux efforts visant à harmoniser les normes et pratiques réglementaires spécifiques.

Le programme MDEP comportera un large éventail d'activités dont le renforcement de la coopération multilatérale dans le cadre du dispositif réglementaire en place et de la convergence multinationale des codes, des normes et des objectifs de sûreté. Un principe primordial guide le MDEP tout au long de ses travaux, à savoir que les autorités de sûreté nucléaire nationales conservent la maîtrise de toutes les décisions réglementaires et de la délivrance des autorisations au sein de leur pays.

À l'origine, le programme de travail se composait de dix activités, choisies car elles pouvaient être accomplies à court terme et permettaient d'obtenir des avantages considérables en nécessitant un minimum de ressources. Les groupes de travail mettent en œuvre les activités conformément aux plans du programme, avec des activités et des objectifs spécifiques, et ont établi les relations nécessaires aussi bien au sein des pays membres du MDEP qu'en dehors de ces derniers. Des progrès significatifs ont été accomplis au cours de l'année écoulée en ce qui concerne les objectifs généraux du MDEP, à savoir le renforcement de la coopération et de la convergence des exigences et des pratiques. Les résultats obtenus à ce jour confirment que la structure et le processus du MDEP constituent une méthode efficace pour garantir une plus grande coopération dans le domaine des évaluations de conceptions réglementaires. Les progrès déjà accomplis démontrent qu'un niveau supérieur de coopération et de convergence est possible et souhaitable.

Voici quelques réalisations particulièrement notables : coordination de l'exécution des inspections des fournisseurs, création de la bibliothèque MDEP, développement de positions communes dans le domaine du contrôle-commande numérique et développement d'un tableau comparatif permettant d'identifier les différences et les similitudes entre les codes coréen, japonais et français concernant les cuves sous pression de Classe I par rapport au code ASME.

Le MDEP a atteint ses objectifs d'amélioration de la coopération grâce aux activités des groupes de travail. Le MDEP a établi avec succès un forum de coopération des autorités de sûreté sur les évaluations et inspections de conception. En plus d'avoir mis en place des groupes de travail, le MDEP a fourni à chaque autorité de sûreté des contacts avec leurs homologues afin de partager les informations et de s'entretenir des sujets concernés de manière informelle. Par exemple, les membres des groupes de travail portant sur des conceptions spécifiques chargés de l'étude des EPR et de l'AP1000 ont pu tirer profit des questions posées par les autorités et des différences de conception visibles dans chaque pays, afin de prendre des décisions réglementaires mieux éclairées. Les membres du MDEP ont également coordonné efficacement les inspections des fournisseurs, sur lesquelles les autorités de sûreté ont pu communiquer leurs observations et leurs informations. Le MDEP a apporté des améliorations à la communication des informations concernant les pratiques réglementaires de ses membres grâce au développement d'un site Web MDEP et

d'une bibliothèque MDEP qui sert de référentiel central pour tous les documents associés au projet MDEP.

Groupes de travail portant sur des conceptions spécifiques

Les groupes de travail portant sur chacune des nouvelles conceptions de réacteur se communiqueront les informations et travailleront ensemble sur l'évaluation des conceptions spécifiques de réacteur et sur le contrôle de la construction. Participeront à ces groupes de travail les pays qui évaluent ou construisent déjà, ou s'apprêtent à évaluer ou construire, de nouvelles conceptions spécifiques de réacteur. Un groupe de travail de ce type pourra être créé à chaque fois que trois pays au moins déclareront vouloir travailler ensemble. Deux groupes de travail portant sur des conceptions spécifiques ont été créés pour atteindre l'objectif de renforcement de la coopération du programme MDEP. Le premier est le groupe de travail sur les EPR, qui est une extension de la coopération bilatérale d'origine entre la France et la Finlande sur l'évaluation des conceptions d'EPR. Le groupe de travail sur les EPR se compose actuellement des autorités de sûreté nationales française, finlandaise, américaine, chinoise et canadienne. Le groupe de travail sur les EPR a permis d'identifier avec succès des problèmes gérés par un pays mais pas entièrement pris en compte dans d'autres pays. À l'avenir, ce groupe de travail prévoit d'envoyer des questions communes aux candidats ou d'organiser des réunions communes avec eux pour s'entretenir de sujets techniques spécifiques. Trois sous-groupes d'experts interagissent actuellement sur des sujets techniques spécifiques et d'autres sous-groupes ont été proposés. Le groupe de travail sur l'AP1000 a été créé en novembre 2008. Ses membres incluent le Canada, la Chine, le Royaume-Uni et les États-Unis. Lors de la première réunion du groupe de travail en février 2009, les membres ont convenu des trois domaines sur lesquels le groupe de travail devait se concentrer initialement : les mécanismes de commande des grappes de contrôle, le génie civil et les soupapes à charge pyrotechnique. Chacun de ces sujets a été choisi pour aborder une caractéristique nouvelle et peu connue de la conception.

Groupes de travail portant sur des sujets spécifiques

Les groupes de travail portant sur des sujets spécifiques sont formés pour aborder les domaines techniques et réglementaires du programme de travail. Actuellement, ces domaines comprennent, mais sans s'y limiter, les inspections chez les fournisseurs, les normes et les codes relatifs aux composants de l'enveloppe sous pression et les normes relatives au contrôle-commande numérique. Tous les pays participant au MDEP et les représentants de l'AIEA peuvent être membres des groupes de travail portant sur des sujets spécifiques.

Le groupe de travail de coopération en matière d'inspection chez les fournisseurs est bien établi et améliore efficacement les activités d'inspection chez les fournisseurs.



Les inspecteurs de la NRC et de l'ASN lors d'une inspection chez un forgeron au Creusot en France - Juillet 2009

La première inspection de fournisseur effectuée en parallèle a permis aux inspecteurs venus des États-Unis, de Corée et du Canada de partager leurs connaissances et a permis de comprendre les différences entre les autorités de sûreté en termes de techniques d'inspection et de champ d'application. Pour faciliter la planification des inspections, le groupe de travail a mis au point une matrice qui identifie le champ d'application des inspections chez les fournisseurs dans chaque pays. Comprendre quels domaines d'inspection sont gérés par chaque autorité de sûreté aidera les pays du MDEP à coordonner leurs inspections et offrira aux autorités de sûreté une meilleure compréhension de l'applicabilité des conclusions des inspections réalisées par d'autres pays. Voici quelques actions à court terme : effectuer des inspections chez les fournisseurs plus fréquemment pour continuer à améliorer la compréhension mutuelle des procédures et des conclusions des inspections de chaque pays, développer et mettre en œuvre des procédures communes pour adapter le champ d'application des inspections chez les fournisseurs pour prendre en compte les besoins des autres pays membres et développer un cadre de travail qui prenne en compte les inspections des autres autorités de sûreté. L'objectif est de mener des inspections débouchant sur de meilleures conclusions en matière de sûreté, sur une réduction des doublons et sur une plus grande utilité.

Le groupe de travail I&C numérique du MDEP a conclu un accord préliminaire sur des positions communes. À ce jour, le groupe de travail a identifié cinq domaines de convergence potentielle. Il fournit également des recommandations aux organismes de normalisation comme l'IEEE et l'IEC concernant des domaines pouvant être envisagés en termes de convergence normative.

Le groupe de travail Codes et normes du MDEP a effectué une comparaison détaillée des normes sur les cuves sous pression de Classe 1. Ce groupe de travail identifiera les différences significatives et examinera les voies de rapprochement potentielles des codes, y compris en identifiant ceux pouvant donner lieu à une convergence. Une fois les différences entre les codes comprises, chaque participant au MDEP pourra adopter, entièrement ou en



partie, les codes et normes relatifs aux composants de l'enveloppe sous pression d'autres pays. Le MDEP réfléchira à l'intérêt d'étendre le champ d'application de ce groupe de travail à d'autres sujets, notamment les tuyaux, pompes et valves de Classe 1 et à terme les cuves, tuyaux, pompes et valves de Classes 2 et 3.

Développement de pratiques réglementaires de référence

MDEP a mis au point une procédure d'identification des positions communes sur des sujets spécifiques parmi les pays membres qui peuvent être basées sur les normes existantes, les recommandations réglementaires, les meilleurs pratiques et les conclusions des groupes. Ces positions communes seront adoptées par les membres du MDEP comme pratiques réglementaires de référence MDEP. Sous réserve d'approbation par le groupe du projet, les positions communes seront publiées dans un rapport d'état du MDEP comme pratiques réglementaires de référence et seront rendues publiques sur le site Web MDEP de l'AEN. Les pratiques adoptées deviendront alors des meilleures pratiques, recommandées par le MDEP. Aucun organisme de réglementation ne sera obligé de les suivre. Si un organisme de réglementation choisit d'adopter une pratique réglementaire de référence, cela se fera par le biais des procédures réglementaires normales du pays concerné. En outre, les pratiques réglementaires de référence développées dans le cadre du MDEP seront communiquées à l'AIEA afin qu'elles soient prises en compte dans le programme de développement des normes de l'AIEA.

L'avenir du MDEP

Le MDEP est parvenu à obtenir les résultats attendus tels que définis dans son mandat en : intensifiant les transferts de connaissances, en identifiant les différences et les similitudes des pratiques réglementaires ; en permettant aux parties prenantes de mieux comprendre les pratiques réglementaires et en renforçant la capacité des autorités de sûreté à coopérer en matière d'évaluation des conceptions de réacteur, d'inspections chez les fournisseurs et de contrôle de la construction, afin qu'elles soient à même de prendre des décisions réglementaires plus efficaces et davantage axées sur la sûreté.

La progression vers des pratiques et des exigences réglementaires harmonisées pour les conceptions de réacteur de Génération IV découlera naturellement de ce programme, à mesure que les autorités de sûreté participantes adoptent la coopération internationale et la convergence comme des éléments normaux de planification et d'exécution de leurs évaluations des nouvelles conceptions. Il convient de souligner que six des sept pays participant activement au Forum international Génération IV (GIF) participent également au programme MDEP.

Les résultats obtenus à ce jour confirment que la structure et le processus du MDEP constituent une méthode efficace pour garantir une plus grande coopération dans le domaine des évaluations de conceptions réglementaires. Les progrès déjà accomplis démontrent qu'un niveau supérieur de coopération et de convergence est possible et souhaitable. Par conséquent, le MDEP sera considéré comme un programme à long terme, avec des résultats intermédiaires. Le Comité stratégique du MDEP a approuvé l'extension du programme de travail pour un minimum de 5 ans afin d'établir des attentes, des objectifs et des projets spécifiques aux activités du programme. La durée du programme sera évaluée périodiquement. En plus de ses activités actuelles, le MDEP envisagera d'aborder d'autres domaines dans lesquels de nouvelles activités aideraient considérablement à atteindre les objectifs du programme. ■

