

# Chapitre 26

## La maintenance des installations

---

Le bon exercice de la défense en profondeur, qui requiert la détection des anomalies et des écarts par rapport aux domaines d'exploitation normale, implique – en complément du suivi de paramètres de fonctionnement et de la réalisation d'essais périodiques – une maintenance préventive et une surveillance des équipements importants pour la sûreté pour éviter, autant que faire se peut, leur défaillance, ainsi que la réalisation d'actions appropriées pour remédier aux anomalies et écarts constatés (maintenance corrective). Les différents aspects de la maintenance sont développés dans le présent chapitre.

Le chapitre 27 traite de façon plus détaillée de la surveillance en service proprement dite, illustrée par quelques applications à certains grands équipements des réacteurs du parc électronucléaire.

### ***26.1. Les objectifs de la maintenance***

Les objectifs de la maintenance pour une installation nucléaire telle qu'un réacteur électrogène sont de maintenir les performances et la fiabilité des équipements pendant toute leur durée d'exploitation en y intégrant la dimension relative à la sûreté nucléaire, notamment le maintien de la qualification des équipements amenés à être utilisés en situations incidentelles ou accidentelles. Pour atteindre ces objectifs pour l'ensemble du parc électronucléaire tout au long de la vie des réacteurs, Électricité de France doit anticiper et traiter des contraintes de natures très diverses, tels que l'obsolescence ou le vieillissement de composants, les évolutions du tissu industriel et les évolutions technologiques, ainsi que les évolutions des référentiels

et des exigences réglementaires, le renouvellement du personnel, et bien sûr les contraintes économiques.

Les réacteurs du parc électronucléaire sont d'âges et de technologies différents, notamment pour ce qui concerne les salles de commande et le système de contrôle-commande. Électricité de France a donc à gérer un « volume » de maintenance important et variable concernant de nombreux équipements de domaines et de technologies différents, ayant ou non une importance pour la sûreté.

Cette caractéristique industrielle influe sur la planification des arrêts des tranches, au cours desquels la maintenance préventive est majoritairement réalisée, pour assurer la disponibilité des ressources humaines, techniques et logistiques nécessaires.

Mais si la maintenance est indispensable, elle peut aussi être source d'erreurs et de dysfonctionnements. À la fin des années 1980, plusieurs événements occasionnés par des opérations de maintenance ont mis en lumière l'importance pour la sûreté de la bonne exécution de ces opérations. Un certain nombre de ces événements ont été évoqués dans les chapitres consacrés au retour d'expérience et il a été vu qu'Électricité de France a engagé en 1989, à la demande des pouvoirs publics, une analyse critique de la qualité de la maintenance. Ces réflexions déboucheront sur de profondes transformations au sein d'Électricité de France, notamment par la mise en place de démarches fondatrices, telles que la « démarche maintenance » puis la « démarche sûreté-maintenance ».

Les principes généraux de la maintenance des réacteurs électronucléaires et les différentes stratégies associées mises en œuvre par Électricité de France sont décrits dans la suite du présent chapitre. On y explicite les conditions de réalisation et de réussite de la maintenance sur les sites en illustrant par des exemples certains problèmes rencontrés.

## **26.2. La maintenance**

### **26.2.1. Définition**

La maintenance est *« l'ensemble des actions techniques, administratives et de management réalisées durant le cycle de vie d'un bien, destinées à le maintenir ou à le rétablir dans un état dans lequel il peut accomplir la fonction requise »* (norme NF EN 13306).

De façon générale, la maintenance au sein d'une installation industrielle comprend le choix des méthodes de maintenance, l'élaboration et l'optimisation des programmes de maintenance, l'externalisation partielle ou totale des tâches de maintenance, la requalification des équipements, la gestion des pièces de rechange et de la logistique, la formation du personnel de maintenance, l'impact économique...

Plusieurs types de maintenance sont à distinguer, comme cela est représenté sur la figure 26.1.

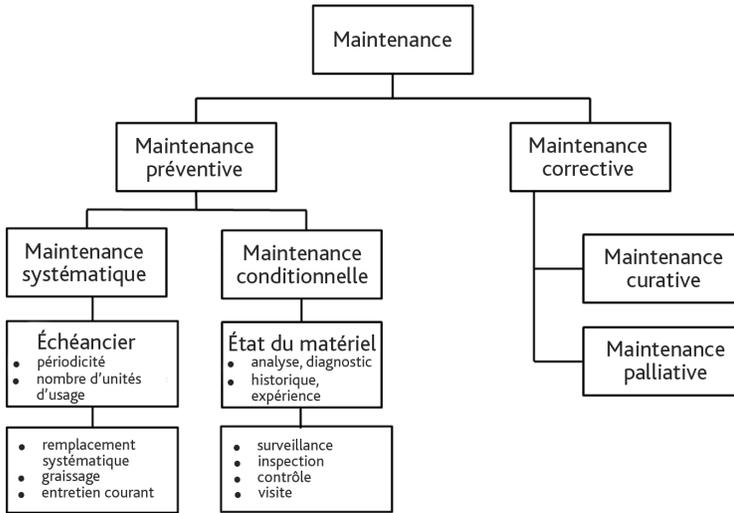


Figure 26.1. Les différents types de maintenance. IRSN.

La maintenance préventive regroupe les actions visant à réduire la probabilité de défaillance ou la dégradation d'un équipement; elle est systématique lorsqu'elle est effectuée selon un échancier établi ou selon un nombre d'unités d'usage (par exemple le nombre de démarrages d'un moteur) quel que soit l'état de l'équipement; elle est conditionnelle si elle est subordonnée au franchissement d'un seuil prédéterminé significatif d'un état de dégradation de l'équipement.

La maintenance corrective regroupe les actions mises en œuvre après la défaillance d'un équipement afin de remettre celui-ci dans un état dans lequel il peut accomplir sa fonction; elle est palliative lorsque la remise en état est provisoire (actions de dépannage); elle est curative lorsque la remise en état est définitive (réparation, remplacement).

### 26.2.2. Les stratégies de maintenance

Les équipements d'une installation sont soumis à des mécanismes de dégradation qui peuvent être à l'origine de modes de défaillance<sup>693</sup>, entraînant ainsi leur indisponibilité partielle ou totale. Ces mécanismes de dégradation peuvent être de nature technique (usure, fatigue, vieillissement, corrosion...), ou relever de facteurs organisationnels et humains (erreur, oubli, mauvaise utilisation...).

La cinétique d'évolution des mécanismes de dégradation dépend des conditions de fonctionnement des équipements (nombreux démarrages et arrêts, fonctionnement continu...), des conditions d'environnement (humidité, salinité...), des tâches de maintenance programmées...

693. Les modes de défaillance décrivent le dysfonctionnement d'un matériel qui ne remplit plus sa fonction. Cinq modes de défaillance génériques peuvent être retenus: perte de la fonction, fonctionnement intempestif, refus de s'arrêter, refus de démarrage, fonctionnement dégradé.

Étant donné la diversité des équipements d'un réacteur électronucléaire, Électricité de France a développé des stratégies de maintenance afin de garantir le niveau de fiabilité requis des différents équipements.

Ainsi, à partir de 1994, il a, en s'appuyant, entre autres, sur le retour d'expérience et sur les études probabilistes de sûreté, mis en place une maintenance préventive systématique pour les systèmes présentant de forts enjeux de sûreté, de disponibilité, de radioprotection et de coût. La définition de cette maintenance préventive est le résultat d'une optimisation: il s'agit de « l'optimisation de la maintenance par la fiabilité ».

Une telle stratégie de maintenance implique souvent un retrait régulier et programmé de l'exploitation des équipements pour effectuer une tâche de maintenance intrusive.

De plus, au début des années 2000, Électricité de France s'est aussi engagé dans le développement et l'utilisation d'une maintenance conditionnelle, en particulier sur la base d'un suivi de « matériels témoins ». Cette stratégie permet de limiter le nombre des interventions intrusives ainsi que l'exposition des intervenants aux rayonnements ionisants. Électricité de France n'intervient sur l'ensemble des matériels concernés que s'il identifie sur les matériels témoins des signes de dégradation pouvant remettre en cause les performances des matériels.

## **26.3. L'optimisation de la maintenance**

Les démarches d'optimisation de la maintenance incluent une analyse de risques ainsi qu'une analyse du retour d'expérience afin de sélectionner les tâches de maintenance adéquates. Dans cette optique et comme cela est indiqué plus haut, Électricité de France a développé une méthode d'optimisation de la maintenance par la fiabilité (OMF).

### **26.3.1. Optimisation de la maintenance par la fiabilité**

L'OMF développée par Électricité de France est une méthode générale d'optimisation des choix de maintenance des équipements selon la contribution de leurs modes de défaillance aux enjeux d'exploitation, en fonction des performances associées à ces choix en termes économiques et fiabilistes.

La méthode OMF de première génération a été développée dans les années 1990 par les unités de recherche et développement d'Électricité de France. Elle est fondée sur des méthodes développées aux États-Unis dans les domaines aéronautiques et militaires (*Reliability Centered Maintenance* – RCM), adaptées au domaine nucléaire par l'Electric Power Research Institute (EPRI).

Les enjeux retenus par Électricité de France lors de la conception de l'OMF de première génération sont la sûreté (comprenant ici le respect des spécifications techniques d'exploitation, la contribution au risque d'accidents avec fusion

du cœur), la disponibilité des systèmes importants pour la sûreté, les coûts de maintenance.

La méthode repose sur une approche fonctionnelle des systèmes et non plus sur une approche par matériel. Elle prend en compte les conséquences d'une défaillance au niveau d'un système ou d'une installation.

Une étude OMF comporte cinq phases (voir la figure 26.2).

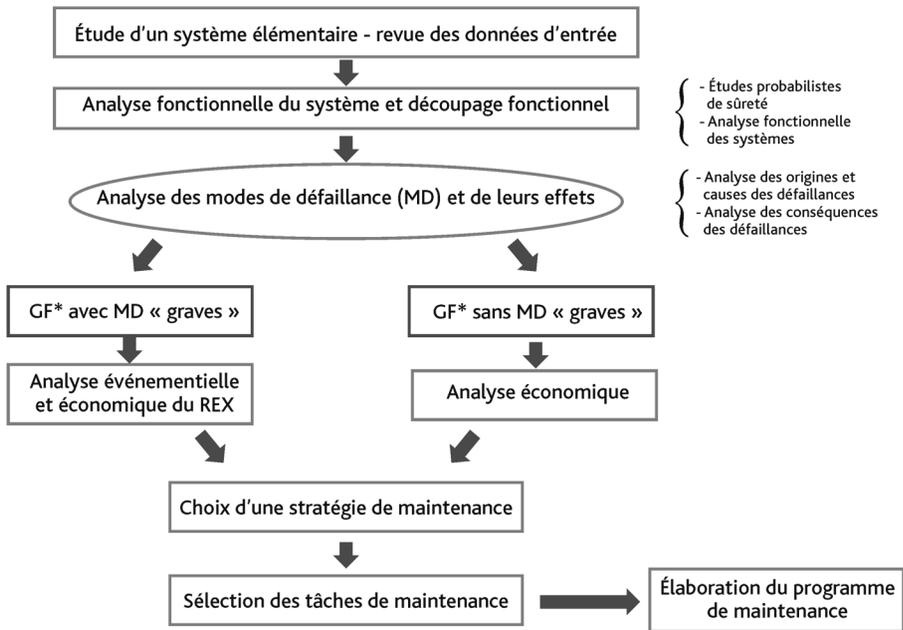


Figure 26.2. Représentation des étapes de l'OMF. IRSN.

La première phase consiste à réaliser une description fonctionnelle du système étudié et une analyse de ses modes de défaillance et de leurs effets (AMDE). Cela permet d'identifier avec précision les limites fonctionnelles et matérielles du système analysé et de découper l'installation en groupements fonctionnels (GF). Ensuite, les effets de chaque mode de défaillance d'un GF sont analysés et leur gravité en termes de sûreté, de disponibilité et de coûts de maintenance est évaluée selon une grille préétablie.

La deuxième phase consiste à rechercher les défaillances internes aux GF qui sont susceptibles d'entraîner les modes de défaillance déclarés graves lors de la première phase, puis à évaluer la « criticité » de ces défaillances (phase AMDEC). Pour ce faire, les GF sont découpés jusqu'au niveau concerné concrètement par les opérations de maintenance, en ensembles technologiques (ET) et, si nécessaire, en sous-ensembles technologiques (SET) et composants. Une analyse des causes de défaillances au niveau des ensembles technologiques ou sous-ensembles technologiques est alors menée pour

identifier celles qui mènent à un mode de défaillance déclaré grave lors de la phase précédente. La « criticité » de ces défaillances est alors évaluée à partir de seuils de criticité sur la base du retour d'expérience.

La troisième phase est l'analyse événementielle et économique de l'expérience acquise. Elle se déroule, dans les faits, en parallèle de la deuxième phase car les données produites sont utilisées dans la phase précédente.

La quatrième phase consiste à déterminer les « orientations de maintenance » et à sélectionner des tâches de maintenance adaptées en regard des défauts que l'on cherche à éviter. À partir des défaillances « critiques », de leur classe de gravité, des éléments de performances résultant du retour d'expérience, de la présence ou non d'un programme de maintenance préventive, une stratégie de maintenance visant à créer ou modifier un programme de maintenance existant est retenue. Ainsi, pour chaque défaillance « critique » identifiée lors de la deuxième phase, une tâche de maintenance préventive est systématiquement définie.

La cinquième phase consiste à élaborer le programme de base de maintenance préventive (PBMP). Pour ce faire, les tâches de maintenance sont regroupées au niveau des groupements fonctionnels (GF) de façon à disposer d'une vue globale de l'ensemble des tâches retenues. Lorsque des tâches identiques sont appliquées à un matériel pour des modes de défaillance différents, elles ne sont bien sûr réalisées qu'une seule fois. Lorsque les périodes sont différentes, une nouvelle valeur commune à chacun des modes couverts est définie. Le choix final de maintenance s'effectue essentiellement sur la base d'avis d'experts et sur la base d'une optimisation des coûts et de la faisabilité des tâches de maintenance retenues.

Cette méthode OMF dite de première génération a été mise en œuvre de 1994 à 2001. Cent cinquante « programmes OMF » concernant plus de 50 systèmes élémentaires des réacteurs de 900 MWe du contrat-programme CPY et de ceux de 1300 MWe ont ainsi été élaborés. Le retour d'expérience de ces années d'application a conduit Électricité de France à considérer que, si les résultats étaient satisfaisants en regard des objectifs initiaux, la méthode était difficile et lourde à mettre en œuvre. La généralisation de l'OMF nécessitait une évolution de la méthode.

Électricité de France a donc décidé la mise en œuvre industrielle d'une méthode OMF dite de seconde génération pour l'élaboration de « programmes OMF », notamment pour les tranches de 900 MWe du groupe CPO et celles de 1 450 MWe (palier N4), concernant les systèmes à forts enjeux retenus pour l'application de la méthode de première génération.

La méthode OMF de seconde génération reprend les grands principes de la méthode de première génération. L'évolution principale est la suppression de la phase AMDEC, donc de la notion de « criticité », car Électricité de France a constaté qu'elle était très « coûteuse » en temps (d'études) et en maintenance. La « criticité » était la traduction du couple gravité-fréquence d'occurrence d'un mode de défaillance. À partir du moment où un ensemble technologique était déclaré « critique » à l'égard d'un mode de défaillance, une tâche de maintenance préventive devait être définie de façon

systematique. La méthode OMF de seconde génération a fait l'objet d'autres modifications, notamment la prise en compte des risques en matière de sécurité du personnel et d'environnement.

Du point de vue des organismes de sûreté, la méthode OMF (de seconde génération, toujours en vigueur) devait être utilisée avec prudence. En effet :

- cette méthode risque de conduire à une diminution notable des opérations de maintenance préventive ; or une part importante des opérations de maintenance doit être réalisée aléatoirement de façon à augmenter les chances de détecter assez tôt des phénomènes de dégradations nouveaux ou imprévus ;
- les taux de défaillance, qui sont des données très importantes pour la méthode, sont en général entachés d'incertitudes significatives.

Ces réserves ont pu toutefois être prises en compte dans le cadre de programmes d'investigations complémentaires (PIC) sur lesquels on revient plus loin (voir le paragraphe 26.5.2), ainsi que dans le chapitre 30 consacré aux réexamens périodiques.

### **26.3.2. Maintenance conditionnelle**

La maintenance conditionnelle est une stratégie de maintenance préventive fondée sur une surveillance du fonctionnement d'un équipement ou des paramètres significatifs de ce fonctionnement. Électricité de France l'utilise pour éviter de faire de la maintenance préventive systématique à caractère intrusif.

Une étude de maintenance conditionnelle comporte six étapes :

1. l'analyse préalable,
2. l'analyse fonctionnelle et l'analyse des modes de défaillance (AMDE),
3. l'analyse du retour d'expérience et l'identification des moyens de détection des défaillances,
4. la détermination des éléments nécessaires à la surveillance (types de capteurs...),
5. la sélection des tâches de maintenance,
6. l'analyse technico-économique.

Après validation de l'étude, les tâches de maintenance conditionnelle correspondantes sont intégrées dans le programme de maintenance de l'équipement concerné. La mise en œuvre d'un programme de maintenance conditionnelle organise donc le suivi en fonctionnement de l'état de chaque équipement concerné et l'analyse technique de ce suivi conditionne la réalisation des visites intrusives. Cela passe par :

- la surveillance de l'équipement, qui implique une bonne connaissance des modes de dégradation des équipements, des défauts susceptibles de se produire et des moyens de mesure disponibles pour les surveiller ;

- la détection de l'apparition d'un symptôme pouvant être significatif d'un début de dégradation. Cela se fait en particulier par le suivi des tendances de paramètres voire, dans certains cas, l'atteinte de seuils spécifiques;
- le diagnostic, également établi sur la base du suivi de l'évolution de paramètres;
- le pronostic, qui nécessite de bien connaître les modes de dégradation et de disposer d'un retour d'expérience. Cette phase conduit à identifier la cinétique d'évolution de la dégradation suivie grâce à la surveillance et la connaissance de l'impact des paramètres qui influent sur celle-ci. Il permet d'estimer le délai disponible avant une éventuelle défaillance;
- la décision de maintenance, qui doit être prise par des instances compétentes, car elle comporte une certaine prise de risque sur la disponibilité et sur les coûts (augmentation des fréquences de surveillance, décision d'arrêt ou de report d'un acte de maintenance).

La difficulté de la mise en place de cette méthode réside dans le choix des paramètres suivis et la conviction qu'ils permettront de détecter toute dégradation de l'équipement susceptible d'entraîner sa défaillance.

Les phases de détection, de diagnostic et de pronostic, présentées ci-avant, reposent sur les résultats du suivi des tendances de paramètres relevés lors de la phase de surveillance.

### **26.3.3. Maintenance conditionnelle par échantillonnage – Maintenance par matériels témoins**

L'hypothèse à la base de ce type de maintenance est de considérer qu'il est possible, dans certaines conditions, d'identifier des matériels dont l'état de santé est représentatif d'un ensemble d'autres matériels et de limiter ainsi les contrôles approfondis aux seuls matériels dits témoins.

La méthode de maintenance par matériels témoins consiste donc, pour une famille de matériels donnée, à réaliser un programme de maintenance préventive comprenant une « visite complète »<sup>694</sup> d'un échantillon limité de matériels, le reste de la famille de matériels considérée faisant l'objet d'un programme de maintenance allégé.

Cette méthode concerne d'une manière générale les équipements faisant l'objet d'un programme de maintenance préventive pour lesquels le retour d'expérience ne met pas (ou ne met que peu) en évidence de dégradations ou de défaillances à l'issue de leur maintenance préventive. Elle peut concerner les équipements actifs (en particulier la robinetterie, les machines tournantes, les matériels électriques) et des équipements passifs (comme, par exemple, les parties fixes des tableaux électriques).

---

694. Opération consistant à démonter un certain nombre d'éléments du matériel concerné, permettant de le contrôler de façon complète.

La démarche vise notamment les équipements peu sollicités et, en particulier, ceux qui bénéficient d'une surveillance par essais périodiques.

Une étude de maintenance par matériels témoins comporte cinq étapes :

1. l'analyse préalable, qui permet de recenser l'ensemble des documents utiles à l'étude, de caractériser la famille technique de matériels et de définir le périmètre de l'étude,
2. l'analyse fonctionnelle et l'analyse des modes de défaillance (AMDE),
3. le choix d'une « orientation de maintenance »,
4. la sélection des tâches de maintenance,
5. la détermination du programme de maintenance.

Le point sensible de cette stratégie est la sélection d'un échantillon de matériels témoins dans une « famille technique » de matériels homogènes. L'étude doit donc commencer par analyser le niveau d'homogénéité des matériels, qui s'évalue sur la base des éléments suivants :

- données technologiques (type de matériel, technologie, matériaux constitutifs, fluides véhiculés, caractéristiques de dimensionnement),
- conditions d'exploitation (fonctionnement en continu ou en attente...),
- conditions d'environnement (fonctionnement en intérieur, extérieur, bord de mer...).

Si une « famille technique » n'est pas homogène, les matériels sont regroupés en sous-familles. Une « famille technique » de matériels est alors composée de plusieurs sous-familles de matériels homogènes.

Les matériels témoins doivent être les premiers qui pourront présenter des dégradations ou des défaillances, permettant ainsi d'agir sur les autres matériels de la famille, avant qu'ils ne présentent eux-mêmes les dégradations ou les défaillances.

Aussi, après avoir identifié, lors des étapes précédentes, les modes de défaillance couverts par la visite complète des matériels témoins, c'est-à-dire ceux qui sont contrôlés par les opérations de maintenance réalisées au cours de la visite et les mécanismes de dégradation à l'origine de ces modes de défaillance, deux démarches complémentaires, appelées raisonnement *a priori* et raisonnement *a posteriori*, sont à mener afin de détecter les matériels les plus dégradés. Le raisonnement *a priori* permet de déterminer les facteurs qui influent sur les mécanismes de dégradation et d'identifier les matériels qui sont les plus soumis à ces facteurs. Le raisonnement *a posteriori* permet, sur la base du retour d'expérience, de déterminer les matériels les plus sujets aux mécanismes de dégradation. Chaque raisonnement appliqué seul ne peut pas couvrir tous les mécanismes de dégradation avec des matériels témoins, faute de données suffisantes ou de connaissances *a priori*. Selon Électricité de France, la combinaison des deux raisonnements peut apporter des réponses et compléter l'éventuel manque de données dans l'un ou l'autre des raisonnements.

Une autre méthode est également utilisée pour sélectionner un échantillon de matériels témoins. Il s'agit de la méthode statistique, adaptée uniquement pour une famille importante (plusieurs centaines de matériels) et lorsque qu'aucune caractéristique ne permet de déterminer les matériels les plus dégradés. Pour ce faire, Électricité de France dispose d'un outil informatique qui utilise les formules de la norme NF X06-068 (estimation d'une proportion). Cet outil permet de déterminer le nombre de matériels témoins permettant d'affirmer avec un seuil de confiance donné que l'écart entre la proportion de matériels dégradés dans l'ensemble de la famille et la proportion de matériels dégradés dans l'échantillon de matériels témoins est inférieur à un seuil de précision donné.

En cas d'événement non prévu survenant dans une famille de matériels, une analyse doit être réalisée pour déterminer l'origine du défaut, son caractère générique ou non, ainsi que l'urgence des actions à réaliser. Ces actions peuvent conduire à une augmentation de la taille de l'échantillon, à un retour à une visite systématique ou à une évolution de la fréquence de la visite.

Après discussions avec l'IRSN, Électricité de France s'est engagé à réaliser des visites complètes de tous les matériels d'une même famille, sans se limiter aux matériels témoins, mais avec une fréquence moindre que pour les matériels témoins.

#### **26.3.4. La méthode « AP913 »**

En dépit de leurs apports, certaines limites de la méthode OMF ont été identifiées. En effet, les études OMF (toujours réalisées) conduisent le plus souvent à :

- faire évoluer les fréquences de tâches de maintenance préventive, mais rarement à changer leur nature,
- introduire relativement peu de tâches de maintenance conditionnelle (hormis dans le domaine des machines tournantes).

Or, pour Électricité de France, l'utilisation de la maintenance conditionnelle tient une place majeure dans sa politique de maintenance, en vue de limiter le nombre d'interventions sur les équipements et, plus précisément, les tâches nécessitant des arrêts et des contrôles intrusifs.

Pour cela, des démarches d'étude des équipements et d'analyse de leur maintenance sont mises en œuvre. Les bilans de santé des équipements permettent de définir les « seuils » d'analyse de maintenance en fonction de l'état et du comportement de ces équipements.

L'étude de matériels témoins permet quant à elle de réduire le volume de maintenance en n'en surveillant qu'un échantillon réduit.

Afin de capitaliser les différents apports des stratégies présentées précédemment, Électricité de France s'est engagé en 2008 dans la mise en œuvre de la méthode AP913 (*Advanced Project 913*), méthode définie par l'Institute of Nuclear Power Operations (INPO).

La méthode développée par l'INPO à partir de 2001 a pour but d'améliorer la fiabilité des équipements importants pour la sûreté ainsi que la disponibilité de l'installation. Cette méthode est fondée sur l'analyse du comportement des matériels et de leurs conditions d'exploitation, afin d'adapter la maintenance et la surveillance de chaque matériel en fonction des conséquences potentielles de sa défaillance sur la sûreté et la disponibilité du réacteur (définition de la « criticité » du matériel).

Par cette nouvelle méthode, Électricité de France visait une disponibilité accrue de son parc avec un taux de disponibilité d'environ 85 %.

La méthode AP913 comporte sur six étapes :

1. l'identification des matériels « critiques » des installations, avec la détermination des fonctions et des performances de chaque matériel et la caractérisation de leur importance en termes de sûreté, de production électrique, de préservation de l'environnement, etc.,
2. la surveillance en fonctionnement des matériels, avec l'analyse et la compréhension des mécanismes de dégradation, la recherche d'indicateurs de prédiction pertinents,
3. les actions correctives sur les matériels, avec la détermination des causes des défaillances observées, leurs conditions d'amorçage et d'évolution, les améliorations envisageables,
4. l'amélioration continue de la fiabilité des matériels, avec entre autres l'établissement de « canevas de suivi et de maintenance »,
5. la gestion des cycles de vie des matériels et des programmes de maintenance sur le long terme, avec l'évaluation périodique de l'état de santé des matériels, le suivi et la prévision d'évolution des mécanismes de vieillissement ainsi que la détection des obsolescences et la mise en place de stratégies sur le long terme pour les maîtriser,
6. la mise en œuvre de la maintenance préventive, avec la mise en place de tâches de maintenance programmées.

L'AP913 couvre un certain nombre de champs déjà traités par la méthode OMF et par celle de la maintenance conditionnelle. Elle conduit toutefois à une organisation spécifique des services de maintenance et à des actions complémentaires, comme :

- la définition et l'utilisation systématiques d'indicateurs de performance (tant pour les matériels que pour les organisations),
- une boucle rapide de retour d'expérience et de modification des programmes de maintenance.

Toutefois, les organismes de sûreté ont signalé à Électricité de France un certain nombre de points de vigilance sur la méthode AP913 :

- en premier lieu, la méthode implique la mise en place d'un processus de capitalisation du retour d'expérience dédié à la maintenance qui doit permettre,

en plus du suivi des matériels, d'évaluer l'efficacité de la maintenance; une organisation, des ressources et des outils adaptés sont nécessaires;

- certaines étapes dans la déclinaison de la méthode sont primordiales et doivent être traitées avec un soin tout particulier (définition et évolution des critères de suivi et des indicateurs de performance, représentativité des bilans de santé des matériels...);
- concernant la maintenance conditionnelle par matériels témoins, il reste important, au titre de la défense en profondeur, d'effectuer des contrôles par sondage de matériels dont la défaillance est déclarée grave pour la sûreté au sens de l'OMF et pour lesquels il n'est envisagé qu'une maintenance corrective, cela quelle que soit la classification du matériel selon la méthode AP913.

Une évolution de la méthode AP913 est en cours chez Électricité de France.

## 26.4. Les référentiels de maintenance

Pour tenir compte des différentes exigences non seulement en termes de sûreté, de réglementation mais aussi de disponibilité des matériels, les « référentiels » concernant la maintenance sont nombreux et s'étoffent au fil de l'exploitation et du développement des différentes stratégies (voir la figure 26.3).

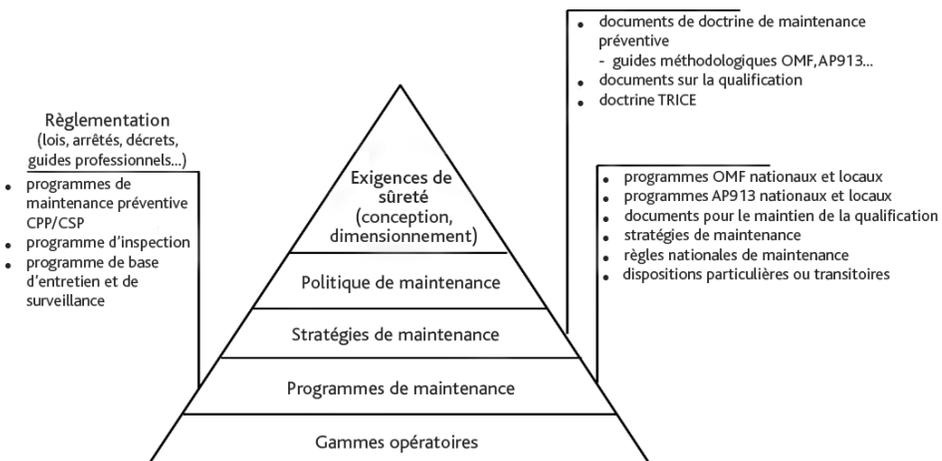


Figure 26.3. La pyramide documentaire des référentiels de maintenance. IRSN.

De façon schématique, on distingue (en matière de maintenance) :

- le référentiel externe que constitue la réglementation (référentiel réglementaire),
- les référentiels internes à Électricité de France, à savoir le référentiel national et les référentiels « locaux » des sites.

La réglementation impose à l'exploitant un certain nombre de contrôles et d'inspections: elle concerne principalement la surveillance des équipements sous pression<sup>695</sup>. La documentation correspondant à cette réglementation est soumise à l'approbation de l'Autorité de sûreté nucléaire; aucune modification de cette documentation, même provisoire, ne peut être faite sans un accord préalable de celle-ci.

Des principes généraux sont par ailleurs formulés dans certains textes en matière de maintenance<sup>696</sup> sans fixer les tâches de maintenance associées. L'exploitant se doit de déterminer les tâches de maintenance de nature à répondre à ces principes.

Pour les équipements qui ne sont pas soumis à ces textes, les services nationaux d'Électricité de France déterminent ceux pour lesquels il est nécessaire d'établir des programmes de maintenance nationaux, pour des raisons de sûreté, de disponibilité, de radioprotection ou de coût.

Les études menées selon les méthodes décrites dans les paragraphes précédents permettent d'élaborer des programmes de maintenance nationaux. Ces derniers sont complétés pour tenir compte des équipements contenant des fluides (liquides ou gazeux) toxiques, radioactifs, inflammables, corrosifs ou explosifs<sup>697</sup>.

Les exigences concernant la qualification des équipements aux conditions accidentelles sont également prises en compte pour l'élaboration des programmes de maintenance. En effet, la qualification des équipements aux conditions accidentelles et son maintien dans la durée constituent un élément essentiel de la sûreté des installations nucléaires.

L'ensemble des programmes de maintenance ainsi que les différentes gammes opératoires font partie des référentiels (nationaux et locaux) de maintenance internes à Électricité de France. Une modification de programme ne nécessite pas un accord préalable de l'Autorité de sûreté nucléaire. Toutefois, un système de dérogations interne existe, qui conduit à solliciter les experts des matériels en cas de non-respect des programmes (modification du contenu d'une tâche, non-respect de la périodicité d'une tâche).

Depuis la mise en service des premiers réacteurs du parc électronucléaire français, les documents opératoires se sont considérablement enrichis. La prise en compte du retour d'expérience a conduit à décrire de manière plus précise les conditions de réalisation de certaines opérations. De plus, de nouvelles exigences d'exploitation ont

---

695. Décret n° 99-1046 du 13 décembre 1999 relatif aux équipements sous pression. 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. Arrêté du 12 décembre 2005 relatif aux équipements sous pression nucléaires (« arrêté ESPN »).

696. Arrêté du 31 décembre 1999 fixant la réglementation technique générale destinée à prévenir et limiter les nuisances et les risques externes résultant de l'exploitant des installations nucléaires de base (abrogé). Arrêté du 1<sup>er</sup> mars 2004 relatif aux vérifications des appareils et accessoires de levage.

697. Équipements désignés par le vocable « TRICE ».

progressivement été intégrées par Électricité de France, non seulement pour améliorer la sûreté, la protection des travailleurs et de l'environnement, mais aussi pour accroître les performances économiques des installations.

Depuis 2007, Électricité de France déploie un projet d'homogénéisation des pratiques et des méthodes (PHPM) qui vise à standardiser la documentation opérationnelle et à améliorer son adaptation aux besoins des utilisateurs. Pour atteindre cet objectif, Électricité de France a décidé de remplacer progressivement les documents opératoires spécifiques à chaque site par des modes opératoires standardisés communs à l'ensemble des sites dotés de réacteurs de même type. Toutefois, les spécificités de site restent à la charge du site concerné.

Ce projet est renforcé par l'utilisation de la méthode AP913, qui inclue la définition de « canevas de suivi et de maintenance » pour des composants d'une même « famille technique », en concomitance avec le déploiement du nouveau système d'information du nucléaire des centrales (SDIN).

Avec le nouveau cadre réglementaire<sup>698</sup>, les règles générales d'exploitation (RGE) vont évoluer, en incluant un chapitre entièrement dédié à la maintenance. Le contour de ce chapitre et le référentiel associé ont été définis. Les documents approuvés par l'Autorité de sûreté nucléaire ainsi que leurs contenus devraient évoluer en fonction du statut réglementaire du chapitre dédié à la maintenance. Un chapitre des RGE dédié à la maintenance est prévu pour le réacteur EPR Flamanville 3.

## **26.5. La maintenance sur site**

### **26.5.1. Les différentes étapes d'une intervention de maintenance**

Les différentes étapes d'une intervention de maintenance sont décrites sur la figure 26.4.

Chaque centrale doit s'approprier le référentiel de maintenance national et le décliner en référentiel local, mettre en œuvre les différents programmes de maintenance, tenir compte non seulement du retour d'expérience local de maintenance et d'exploitation mais aussi du retour d'expérience national.

La réalisation de la ou des tâches de maintenance sur un équipement nécessite une préparation, pour que les interventions se fassent de façon sûre pour l'installation et les travailleurs. Cette préparation consiste en premier lieu à déterminer et à réunir :

---

698. Loi n° 2006-686 du 13 juin 2006 relative à la transparence et à la sécurité en matière nucléaire (TSN). Décret n° 2007-1557 du 2 novembre 2007 relatif aux installations nucléaires de base et au contrôle, en matière de sûreté nucléaire, du transport de substances radioactives. Arrêté du 7 février 2012 fixant les règles générales relatives aux installations nucléaires de base.

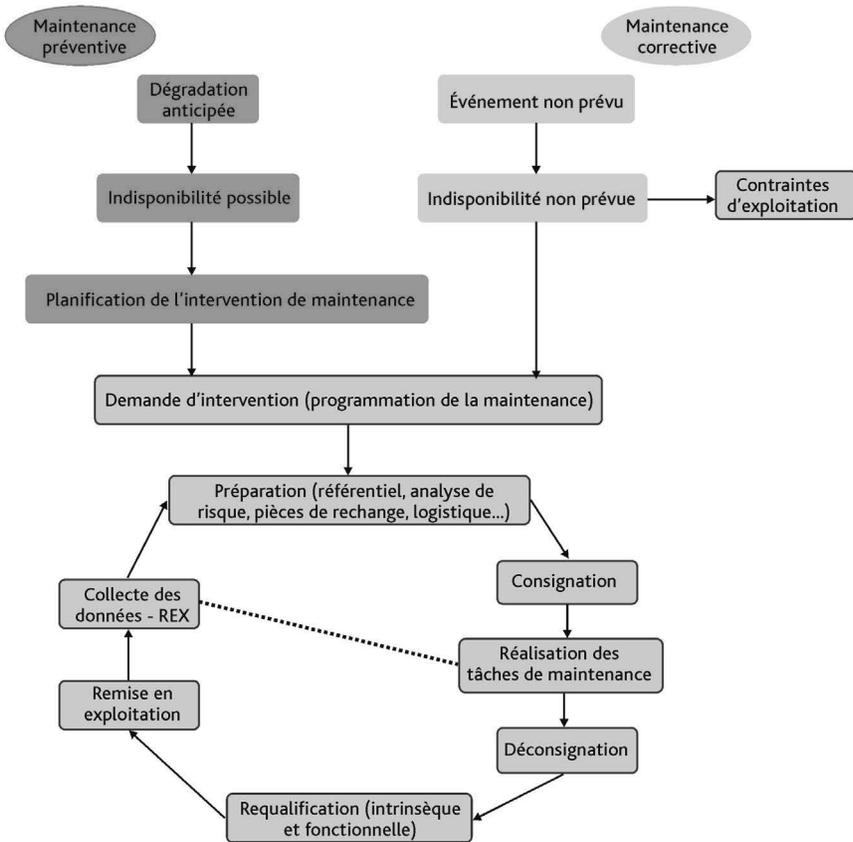


Figure 26.4. Les étapes d’une intervention de maintenance. IRSN.

- les documents nécessaires à la réalisation des différentes tâches (la « consignation » – voir plus loin la définition –, la logistique du chantier, les procédures de sécurité, les points d’arrêt et les vérifications, les modes opératoires, la requalification...),
- ainsi que les documents relatifs aux ressources nécessaires (outillages, pièces de rechange, nombre et qualification requise des intervenants, services extérieurs, durées d’intervention...).

Les étapes importantes d’une préparation sont :

- l’analyse des risques : cette analyse est nécessaire avant toute intervention afin d’identifier tous les risques associés à l’intervention et de déterminer les parades associées. Ces risques peuvent être liés directement à l’intervention mais aussi à l’environnement dans lequel l’intervention va se dérouler ;
- l’évaluation prévisionnelle des doses d’irradiation relatives à l’intervention ;

- la définition et la mise en place de la logistique associée (pièces de rechange, outillages, servitudes, colisage, radioprotection, protection contre les risques d’incendie ou d’explosion...);
- la répartition des tâches selon les différents métiers nécessaires à l’intervention;
- la définition et la mise en place des ressources humaines (qualification des personnels).

L’ensemble des documents opératoires relatifs aux « consignations » d’un matériel sont préparés lors de la phase de préparation : les consignations constituent une étape à part entière de l’intervention de maintenance. Elles ont pour objectif de permettre aux personnels d’intervenir en toute sécurité en interdisant toute possibilité d’alimentation inappropriée (électricité, eau, autre fluides) du matériel objet de l’intervention.

Après l’intervention, une requalification doit être effectuée ; il s’agit d’une étape importante. Elle permet de garantir qu’à la suite de l’intervention, les performances de l’équipement (matériel, système) ne sont pas dégradées. La requalification comporte deux parties : une requalification intrinsèque et une requalification fonctionnelle.

La requalification intrinsèque permet de vérifier les performances propres au matériel qui a fait l’objet de l’intervention. D’une manière générale, la requalification intrinsèque est tout d’abord réalisée aux conditions ambiantes de température et de pression, sans aucun conditionnement du circuit comprenant le matériel concerné ; elle ne sera réellement achevée que par d’ultimes contrôles en configuration opérationnelle des circuits. La requalification intrinsèque doit prouver le bon fonctionnement du matériel avant d’engager la requalification fonctionnelle.

La requalification fonctionnelle doit être faite avant que le matériel ne soit remis en exploitation (plus précisément ne soit requis au titre des conditions d’exploitation du réacteur). Elle permet la vérification des performances d’ensemble d’un système ou d’un sous-ensemble fonctionnel constitué de plusieurs matériels, incluant le matériel qui a fait l’objet de l’intervention. Une mise en configuration de circuits est généralement nécessaire pour permettre cette vérification.

La remise en exploitation d’un matériel intervient après que les résultats attendus des requalifications intrinsèque et fonctionnelle ont été atteints.

### ***26.5.2. Les principales conditions de réussite de la maintenance***

Au-delà de l’obtention du niveau de fiabilité et de performance attendu pour des matériels, les interventions de maintenance doivent se dérouler dans des conditions appropriées de sûreté et de sécurité pour les intervenants. De plus, une intervention ne doit pas générer d’incident d’exploitation du réacteur. Cela implique la réalisation par l’intervenant des gestes techniques requis par la gamme opératoire ainsi que le respect des règles de l’art inhérentes au métier (non rappelées dans les gammes opératoires). Chacune des étapes (rédaction et déclinaison du référentiel<sup>699</sup>,

699. Le référentiel inclut les gammes opératoires.

préparation de l'intervention, réalisation, requalification, retour d'expérience) – doit être exécutée autant que possible selon l'échéancier prévu avec sérénité, application et rigueur.

Des défauts d'origine organisationnelle ou humaine (mauvaise préparation du dossier d'intervention, mauvaise préparation de l'intervention, non-respect des conditions nécessaires à l'intervention, mauvaise manipulation ou erreur de montage au cours de l'installation...) ou d'origine matérielle (pièce de rechange inadaptée...) peuvent conduire à des non-qualités de maintenance (NQM). Ces non-qualités de maintenance, déjà évoquées au début du présent chapitre, sont susceptibles de provoquer non seulement des défaillances immédiates mais également des défaillances qui n'apparaîtront que lorsque le matériel sera sollicité (défaillances latentes).

Les non-qualités de maintenance ou défaillances peuvent aussi conduire à des dégradations ou à des incidents: introduction de corps migrants dans le circuit primaire, perte d'une fonction de sûreté en fonctionnement normal ou en situation accidentelle...

Les risques créés par des non-qualités de maintenance dépendent:

- de la nature des écarts, de leur temps de latence, de leur cinétique et de leur nocivité,
- de la capacité à détecter les écarts avant qu'ils ne conduisent à une défaillance, grâce aux programmes de surveillance, aux essais périodiques...,
- des conditions d'exploitation dans lesquelles les défaillances surviennent,
- de la capacité à maîtriser l'impact des défaillances compte tenu des dispositions de conception qui ont été prises (par exemple: perte d'une voie d'un système compensée par l'autre voie assurant la même fonction) ou des dispositions de conduite.

Il convient de noter que les non-qualités de maintenance (dossier erroné, erreur humaine, pièce de rechange inadaptée...) peuvent avoir un caractère générique et affecter de multiples composants. L'exploitant doit évaluer, lorsqu'il découvre une non-qualité de maintenance, son caractère singulier ou potentiellement générique.

Quelques conditions nécessaires à la réussite des interventions de maintenance sont détaillées ci-après à titre d'illustrations. Les résultats de la maintenance en termes de qualité n'ayant pas toujours été conformes aux résultats escomptés, des améliorations ont eu lieu et continuent d'être recherchées.

### ► **Un référentiel suffisant et pertinent, évoluant avec le retour d'expérience**

Les stratégies de maintenance et les activités de maintenance associées doivent être adaptées aux modes de dégradation des équipements en prenant en compte les conditions d'environnement qui constituent un facteur d'influence important. Les fréquences de maintenance doivent être adaptées aux cinétiques, prévues ou observées, des dégradations.

À titre d'exemple, les sites en bord de mer sont particulièrement affectés par la corrosion. Entre autres, des dégradations importantes ont été observées sur les tuyauteries d'eau de refroidissement des groupes électrogènes de secours du site de Gravelines. Aucune activité de maintenance n'était prévue pour ces tuyauteries, alors qu'une surveillance et un entretien réguliers auraient permis d'éviter la survenue de cette corrosion. La bonne exécution de ces activités est d'autant plus importante qu'il s'agit d'équipements qui doivent être en mesure de résister à des sollicitations mécaniques et notamment à des sollicitations sismiques. À la suite de cet événement, Électricité de France a mis à jour les référentiels de maintenance concernés pour ces équipements pour prévenir ces dégradations.

À l'instar des phénomènes de corrosion, d'autres phénomènes peuvent être à l'origine d'une défiabilisation d'équipements en fonctionnement normal ou en situation accidentelle; ils doivent être réexaminés selon les situations rencontrées par les installations. Parmi les phénomènes courants, on peut citer les phénomènes de vieillissement naturel et ceux qui sont dus à un échauffement excessif (vieillissement des polymères [tels ceux des *silentblocs* utilisés pour les armoires électriques ou les patins d'isolation parasismique des réacteurs de la centrale nucléaire de Cruas-Meysse], vieillissement des condensateurs pour les cartes électroniques), ainsi que les phénomènes de corrosion sous contraintes dans le circuit primaire et les vibrations.

De manière générale, l'absence d'avarie observée pour un matériel ne saurait justifier l'absence de tout contrôle de ce matériel. Par ailleurs, l'efficacité du processus d'intégration des données issues du retour d'expérience de la maintenance est importante pour que puissent être rapidement traitées d'éventuelles insuffisances.

Parmi les matériels spécifiques des réacteurs dont la doctrine de maintenance préventive ne bénéficiait pas initialement de données suffisantes, peuvent être cités les grappes absorbantes et les structures internes de la cuve du réacteur :

- une usure des grappes de contrôle a été mise en évidence en 1987 dans le réacteur n° 4 de la centrale nucléaire du Tricastin; elle n'a pas suscité un accroissement suffisamment rapide des contrôles au titre de la maintenance préventive, ce qui a conduit à la rupture de crayons absorbants de grappes à Dampierre-en-Burly et à Gravelines (voir le paragraphe 26.5.3);
- la découverte en 1987, au cours des investigations menées à la suite de l'endommagement d'assemblages combustibles périphériques par le phénomène de « jets de baffle », de dégradations des vis du cloisonnement interne du réacteur n° 2 de la centrale nucléaire du Bugey a mis en évidence des insuffisances de la maintenance préventive effectuée jusqu'en 1988 sur les structures internes des réacteurs. Cet événement précurseur a été pris en compte dans la doctrine de maintenance de ces structures;
- des avaries de roulements à billes des machines de chargement du combustible survenues pendant la manutention d'assemblages à la centrale du Tricastin en septembre 1987 et à la centrale de Saint-Laurent-des-Eaux en novembre 1987 ont entraîné la chute de billes de 3 mm de diamètre dans

les cuves. Ces événements auraient pu être évités par une meilleure maintenance, et l'absence de programme de maintenance pour la machine de manutention du combustible a certainement contribué pour une part importante à ces événements.

En conclusion, s'il est clair que les doctrines de maintenance doivent évoluer en fonction des enseignements tirés de l'expérience d'exploitation des réacteurs, il apparaît aussi nécessaire d'anticiper dans les domaines où l'expérience est limitée.

Ainsi, pour tenir compte de l'évolution des connaissances sur les phénomènes de dégradation ou de l'état réel des installations, il est important que les référentiels de maintenance soient réévalués périodiquement, notamment sur la base du retour d'expérience. Par ailleurs, des programmes d'investigations complémentaires (PIC) sont mis en œuvre afin de conforter les hypothèses sur l'absence de dégradations notables en service dans des zones non couvertes par les programmes de base de maintenance préventive ou par des programmes particuliers de maintenance. Ils sont mis en œuvre au cours des réexamens périodiques (voir le chapitre 30).

Pour ce qui concerne les programmes de maintenance, plusieurs points sensibles méritent d'être signalés; ils concernent:

- l'exhaustivité de leur mise en application,
- leur adaptation en fonction du retour d'expérience,
- l'absence de programme de base pour certains équipements.

Le plus souvent, une mise en application incomplète d'un programme de maintenance est due au délai entre la rédaction et la mise en application effective du programme sur un site. En particulier, les moyens techniques de contrôle prévus ne sont pas toujours disponibles sur le site. Par exemple, le contrôle sur banc des dispositifs autobloquants de tuyauteries a souffert des retards dus à la mise au point des bancs d'essais. Le premier contrôle par écoute acoustique des roulements des paliers des pompes à basse pression du circuit d'injection de sécurité n'a pu être mis en œuvre sur site que trois ans après la diffusion du programme de base correspondant; il a mis en évidence une détérioration des roulements des pompes, qui n'avait pas été détectée par les relevés vibratoires traditionnels.

De plus, pour que les gammes opératoires utilisées par les intervenants soient à jour, il est important pour les CNPE que les évolutions de référentiels soient prises en compte en temps utile. À cette fin, pour harmoniser et maîtriser l'« intégration » des référentiels locaux (englobant le référentiel de maintenance local), Électricité de France a lancé, à la fin des années 2000, deux projets, à savoir:

- une rédaction mutualisée des pratiques et des méthodes par palier,
- une intégration des référentiels par campagnes d'arrêts de réacteurs au lieu d'échéances calendaires afin d'éviter de perturber la préparation des arrêts de réacteurs.

## ► Une préparation et une planification adéquates

Les phases de préparation et de planification sont des phases primordiales pour qu'une intervention se déroule dans les conditions appropriées, après avoir défini et réuni tous les documents et ressources nécessaires.

En vue d'éviter des écueils lors d'une intervention, il est notamment nécessaire de réaliser, au cours de la phase de préparation, une analyse des risques afin d'identifier l'ensemble des risques associés à l'intervention et de déterminer les parades associées. Ces risques peuvent être liés directement à l'intervention, à l'environnement dans lequel l'intervention va se dérouler, mais aussi aux interfaces entre les métiers concernés (mécaniciens, électriciens, chimistes, robinetiers, pompistes, agents de conduite...). Les risques d'agression liés à l'intervention doivent aussi être examinés (introduction de corps étrangers, agression de matériels avoisinants, inondations...). Le responsable technique de l'équipe d'intervention utilise cette analyse des risques comme une donnée d'entrée lors du *briefing* avec l'équipe intervenante, après que cette dernière se l'est appropriée. De même, en fonction de l'impact potentiel de l'intervention sur la sûreté ou le « procédé » lui-même, l'analyse des risques peut également être partagée entre l'équipe d'intervention et les opérateurs de conduite. Ces différents partages ont pour objectif de s'assurer que l'équipe d'intervention a compris les prérequis de l'intervention, la compatibilité de sa réalisation avec l'état de l'installation et les conséquences des actions de maintenance sur les matériels, les systèmes, voire sur la fonction de sûreté impactée.

## ► Maîtrise de l'intervention

La maîtrise des interventions nécessite le respect des procédures et des règles de l'art. Elle implique que les intervenants possèdent une compétence technique et un savoir-faire pratique, savoir-faire qui s'acquiert avec l'expérience. Elle suppose que les intervenants appréhendent correctement le rôle des équipements – plus particulièrement de ceux qui sont importants pour la sûreté – et les conséquences de leurs gestes sur le « procédé » ou sur le maintien de la pérennité de la qualification de ces équipements. Les interfaces entre métiers, déjà évoquées plus haut, sont aussi à examiner de manière approfondie pour qu'une intervention soit maîtrisée.

Compte tenu de la technicité des métiers relatifs aux automatismes, à la robinetterie, aux machines tournantes, l'obtention d'une compétence appropriée des intervenants prend plusieurs mois, voire plusieurs années. Elle se fait par la formation des intervenants, par le tutorat et par le compagnonnage.

En vue d'éviter des incidents lors des interventions, Électricité de France a mis en œuvre des pratiques dites de fiabilisation humaine à partir des années 2000, consistant :

- avant l'intervention, à procéder à un « pré-job-briefing » entre les intervenants et le responsable technique, pour anticiper les problèmes possibles et leurs solutions,
- au cours de l'intervention, à s'interrompre en cas d'imprévu, à « sécuriser la communication » (voir le paragraphe 25.3.5) entre les intervenants ou entre

les intervenants et les opérateurs en salle de conduite pour les tâches jugées à risque à la reprise de l'intervention, à procéder à des contrôles sur la manière de réaliser des actions à risques avant qu'elles ne soient exécutées,

- après l'intervention, à procéder à un débriefing entre les intervenants et le responsable technique pour tirer les enseignements positifs et négatifs du déroulement de l'intervention.

Il est cependant important que les protagonistes (préparateurs, intervenants) conservent à tout moment un sens critique et interrogatif pour détecter un contexte imprévu ou un référentiel erroné et y remédier (culture de sûreté).

Parmi les écarts liés aux interventions de maintenance, on peut citer des non-respects de couple de serrage, des non-remplacements de joints ou d'éléments de connectique après démontage, des problèmes de raccordement, des problèmes de maintien d'étanchéité de composants.

D'autres familles d'erreurs lors des interventions existent (qualifiées d'« erreurs humaines de maintenance »), dont les causes les plus fréquemment rencontrées sont :

- des confusions de tranche, de circuit, de voie ou de matériel (les conséquences de ces erreurs peuvent être particulièrement graves, jusqu'à l'indisponibilité complète d'une fonction de sûreté, en particulier quand il s'agit d'une erreur de voie) : un matériel disponible est alors rendu indisponible par une intervention qui était destinée à un matériel réellement indisponible d'une autre voie ;
- des interventions simultanées sur deux voies de protection ;
- des interventions de routine effectuées sans précaution, comme la mise en test d'une chaîne de protection alors qu'un défaut préexiste sur une autre chaîne ;
- des gammes incomplètes ou mal appliquées, conduisant par exemple à l'oubli de remise en configuration d'exploitation d'un capteur ou d'un robinet ;
- des interventions inappropriées sur des matériels (capteurs, vannes, relayage, armoires électriques) au cours de vérifications ou de dépannages ;
- des interventions en dehors de la zone de travail délimitée par consignation ;
- des interventions dans des locaux à risques – corps étrangers introduits dans les circuits...

En outre, l'utilisation de dispositions et moyens particuliers (DMP<sup>700</sup>) pour réaliser des contrôles ou des essais peut conduire à des défauts de remise en conformité ; ces DMP peuvent être :

- des dispositifs mécaniques (fonds pleins, tapes, dispositifs de bridage de soupapes),
- des dispositions et dispositifs électriques (débranchements de fils, dérèglages de capteurs ou de relais à seuil, *straps*...).

---

700. Dispositions et moyens particuliers. Voir le paragraphe 22.2.2.

L'utilisation de tels DMP, qui ne peut pas être évitée de par la conception des circuits, constitue une source de défaillances possibles des systèmes de sauvegarde ou du système de protection. Certains dispositifs employés peuvent être invisibles pour un œil non averti et, s'ils sont utilisés sur des systèmes passifs ou en attente, ils peuvent échapper à la surveillance des agents chargés de la conduite. Il a été indiqué au chapitre 22 que, dès le début des années 1990, Électricité de France a été conduit à engager une réflexion approfondie dans ce domaine pour résoudre les problèmes posés par l'utilisation des dispositions et moyens particuliers.

### ► **Prévention des risques de mode commun sur les matériels redondants, de défauts génériques**

Des défaillances de mode commun peuvent conduire à la perte totale d'une fonction de protection ou de sauvegarde de l'installation. Pendant la période allant de janvier 1986 à décembre 1989, et plus particulièrement en 1989, plusieurs événements liés à des non-qualités de maintenance, qui ont conduit à la perte complète d'une fonction de protection ou de sauvegarde, sont survenus à l'étranger et en France. Un certain nombre d'entre eux sont évoqués dans le chapitre 22. Ils ont conduit à réaffirmer l'importance des dispositions destinées à éviter ces défauts, par exemple la réalisation des interventions sur les voies redondantes lors d'un même arrêt par des équipes différentes et une requalification fonctionnelle après intervention. Un autre moyen de limiter la survenue de tels défauts est de restreindre autant que possible les interventions sur des matériels redondants au cours d'un arrêt, en répartissant notamment les interventions nécessaires sur différents arrêts.

La prévention des modes communs fait partie de l'analyse des risques dans laquelle les parades associées doivent être définies.

Il est indiqué dans le chapitre 22 que d'autres risques de défaillances de mode commun peuvent être causés par les appareils d'étalonnage ou de test. Le bon étalonnage et la disponibilité de matériels appropriés sont nécessaires. Des événements de ce type ont mis en évidence le soin qu'il est nécessaire d'apporter aux outils uniques permettant de vérifier l'état des matériels sur une ou plusieurs tranches d'un site.

Il existe en pratique beaucoup d'appareils de métrologie: voltmètres, balances manométriques, générateurs de rampe (un tel générateur est à l'origine de l'événement significatif survenu le 31 mai 1990 dans le réacteur n° 6 de la centrale nucléaire de Gravelines, évoqué au chapitre 22), boremètres, autres matériels permettant de vérifier les chaînes d'instrumentation et de régulation. En particulier, toute opération d'étalonnage portant sur plusieurs capteurs doit conduire à s'interroger sur le matériel étalon utilisé.

Par ailleurs, la standardisation du parc électronucléaire français lui confère une sensibilité particulière. De ce fait, toute lacune dans les programmes de maintenance, toute erreur reproductible dans l'exécution des opérations de maintenance peuvent avoir des effets sur plusieurs réacteurs. Les exemples suivants illustrent ce type de situation:

- l'événement d'octobre 1990 qui a concerné le réacteur n° 4 de la centrale nucléaire de Cruas-Meysses: une dégradation par vieillissement d'un petit

composant (rondelle d'amortissement) a entraîné l'explosion d'une cellule de contacteur 6,6 kV qui a conduit à la perte de l'un des deux tableaux secourus (LHA) et à la perte de tous les matériels de sauvegarde de cette voie alors que le réacteur était en puissance;

- de nombreux événements liés à des anomalies de lubrification (mélanges de produits incompatibles, vieillissement de produits, insuffisances de produits, produits inappropriés...). Ainsi, au mois de novembre 1991, un mélange de graisses a conduit à rendre indisponibles les deux pompes du circuit de refroidissement du réacteur à l'arrêt du réacteur n° 1 de la centrale nucléaire de Gravelines. Au mois de mars 1993, un mélange de graisses a rendu indisponibles les quatre pompes du circuit d'injection d'eau de sécurité à basse pression du même site ainsi que trois pompes du circuit d'aspersion d'eau dans l'enceinte de confinement. À la suite de ces événements, des actions génériques ont été mises en œuvre par Électricité de France. Les organismes de sûreté ont alors souligné l'importance de considérer les opérations de graissage comme des opérations à risque et d'en assurer une traçabilité adéquate dès la sortie des produits du magasin. Toutefois, des événements du même type sont survenus ultérieurement, comme cela est indiqué au paragraphe 29.2.2.6.

L'expérience d'exploitation a par ailleurs mis en évidence plusieurs cas de découvertes fortuites de défauts latents à caractère générique liés à de mauvaises pratiques de maintenance (intervention, requalification...). La durée entre la création du défaut (parfois sur plusieurs tranches) et sa découverte constitue un paramètre important d'appréciation de la gravité pour la sûreté et la définition d'actions correctives.

### ► Qualité des activités sous-traitées

Électricité de France externalise une partie importante de la maintenance (environ les deux tiers), en particulier pour réaliser la maintenance lors des arrêts des réacteurs. Cela a déjà été marqué dans la période 2000-2014 du fait de l'augmentation du « volume » de maintenance réalisée pour améliorer la fiabilité des matériels.

Pour les activités de maintenance sous-traitées relatives aux systèmes importants pour la sûreté, l'arrêté du 10 août 1984 demandait déjà que l'exploitant exerce une surveillance pour garantir leur qualité. L'« arrêté INB » de 2012 renforce les exigences de cette surveillance. Il précise que cette surveillance doit être exercée par l'exploitant lui-même et qu'elle doit être proportionnée à l'importance pour la sûreté des activités réalisées. L'exploitant doit présenter à l'autorité de sûreté les modalités de mise en œuvre de cette surveillance (principes et organisation, ressources consacrées).

Le retour d'expérience fait ressortir plusieurs facteurs qui concourent à la réussite de la surveillance des activités sous-traitées, à savoir :

- en phase de préparation : un temps suffisant doit être laissé aux chargés de surveillance pour élaborer des programmes de surveillance en nombre et en qualité;

- en phase de réalisation: la charge de travail doit être en adéquation avec le « volume » horaire de surveillance à réaliser et des chargés de surveillance compétents doivent être totalement affectés à leur mission;
- en phase de retour d'expérience: un temps suffisant doit être laissé aux chargés de surveillance pour réaliser un débriefing des activités surveillées et l'évaluation des prestataires.

Il en ressort que cette surveillance, pour être efficace, doit être exercée par des agents professionnalisés, dont le métier est reconnu et ayant les moyens d'exercer leur mission.

Compte tenu de l'augmentation du « volume » de maintenance à partir de 2015 (augmentation de la durée de fonctionnement des réacteurs, grand carénage...) et des exigences dans le domaine de la surveillance (« arrêté INB » de 2012), la consolidation de la surveillance des activités sous-traitées reste un point essentiel pour limiter la survenue de non-qualités de maintenance.

Cependant, comme cela est souligné au chapitre 25, si la surveillance des activités sous-traitées est un aspect important, la bonne préparation conjointe, entre Électricité de France et ses prestataires, de ces activités demeure fondamentale.

### ► Pertinence de la requalification

La requalification des équipements et des systèmes à l'issue d'opérations de maintenance, d'interventions fortuites ou de modifications est essentielle. Elle couvre non seulement des vérifications à caractère fonctionnel mais aussi des vérifications de conformité à certaines exigences particulières qui ne peuvent pas être testées en fonctionnement normal: étanchéité de composants (coffrets électriques), réglages de protections non sollicitées en fonctionnement normal (protections électriques, soupapes, disques de ruptures, limiteurs de couple...).

Après une intervention de maintenance, la requalification fonctionnelle doit être réalisée avant que l'équipement ne soit nécessaire au titre des STE, sauf impossibilité technique. En effet, ces requalifications qui nécessitent des conditions particulières pour tester l'équipement sont parfois tardives. C'est par exemple le cas de la requalification des turbopompes alimentaires de secours des générateurs de vapeur qui nécessitent d'être alimentées en vapeur. De ce fait, leur requalification fonctionnelle ne peut se faire que lorsque le réacteur a atteint un domaine d'exploitation dans lequel la pression de vapeur dans les générateurs de vapeur est suffisante. Or la disponibilité des turbopompes alimentaires de secours est déjà requise par les STE dans ce domaine d'exploitation.

L'événement survenu au mois de janvier 1997 dans le réacteur n° 1 de la centrale nucléaire du Tricastin illustre le besoin et la difficulté de définir un essai de requalification représentatif. À la suite de la révision pour maintenance d'une vanne du circuit de refroidissement intermédiaire (circuit RRI), seule une requalification par un essai de manœuvrabilité sans débit de fluide a été réalisée. Cet essai n'a pas permis de détecter

le montage inversé de l'opercule de la vanne. L'anomalie a été découverte ultérieurement à la suite d'un blocage de la manœuvre de la vanne sous plein débit, même si, selon l'exploitant, le sens du montage de l'opercule n'aurait pas dû avoir d'incidence sur la manœuvrabilité de la vanne. La requalification intrinsèque et la requalification fonctionnelle définies par l'exploitant n'étaient pas adaptées à l'intervention de maintenance réalisée.

À la suite de plusieurs événements survenus dans les années 1990 puis 2000, Électricité de France a fait évoluer ses pratiques, en établissant dans un premier temps une doctrine de requalification, puis un guide méthodologique, afin de permettre à chaque centrale de mettre en œuvre une démarche visant à une meilleure adéquation des essais de requalification au regard des interventions réalisées.

Les essais de requalification à réaliser à l'issue d'une activité de maintenance étant définis au cas par cas, la recherche de leur exhaustivité reste une préoccupation permanente pour la sûreté de l'installation.

### ► Suffisance du stock de pièces de rechange

L'exploitant doit être prêt à intervenir sur les équipements d'un réacteur de façon préventive, avant que la sûreté de l'installation ne soit affectée, voire de façon curative quand un équipement est défaillant. Pour être en mesure de réaliser ces interventions dans des délais appropriés, il doit disposer de pièces de rechange en nombre suffisant et avec un niveau de qualité conforme aux exigences de conception. À cet égard, l'exploitant se doit de maîtriser l'entreposage de ses pièces de rechange, pour éviter leur endommagement, leur dégradation et leur vieillissement, notamment pour celles qui sont utilisées pour des équipements redondants ou similaires, afin qu'elles ne conduisent pas à des défaillances de mode commun.

Cependant, la logistique et la gestion des pièces de rechange (détermination des stocks nécessaires, référencement, approvisionnement, conditions d'entreposage...) dépendent de leur nature. Pour les gros composants passifs comme les couvercles de cuve ou les générateurs de vapeur, la disponibilité des pièces ou composants de remplacement est principalement liée aux délais de fabrication qui peuvent être très importants, ainsi qu'aux compétences des fabricants et aux moyens nécessaires.

Pour les autres composants actifs ou passifs, le remplacement d'équipements qualifiés, souvent sujets à une obsolescence technologique ou commerciale, nécessite une anticipation des approvisionnements et de la démonstration de la qualification des pièces de rechange.

Des erreurs de référencement non détectées (peu nombreuses en comparaison du nombre considérable de pièces de remplacement référencées) ont conduit au montage de pièces de rechange non conformes, défilabilisant alors les équipements concernés.

Un élément important à considérer pour le remplacement de pièces lors d'opérations de maintenance est le maintien de leurs spécifications et de leur qualification. Lors de la

mise en œuvre de la démarche de vérification de la pérennité de la qualification des équipements du réacteur n° 1 de la centrale nucléaire du Tricastin, tête de série des tranches de 900 MWe, dans le cadre de l'examen de conformité (ECOT) associé à sa deuxième visite décennale, l'exploitant a découvert l'existence de roulements à cage polyamide montés sur les pompes des circuits d'injection de sécurité d'eau à basse pression et d'aspersion d'eau dans l'enceinte de confinement, alors que le recueil des prescriptions de maintenance prescrivait des roulements à cage métallique. Ces roulements sont des composants sensibles des pompes de sauvegarde. Leur non-conformité pouvait mettre en cause le caractère opérationnel de ces pompes, qui doivent notamment pouvoir assurer une recirculation d'eau, pendant une longue durée, en situation post-accidentelle d'un accident de perte de réfrigérant primaire. Cet écart s'est révélé générique.

Par ailleurs, des manques de pièces de rechange ont conduit Électricité de France à reporter des activités de maintenance, à installer des pièces jugées équivalentes mais d'un niveau de qualification inférieur ou à remonter une pièce usagée et à justifier l'acceptabilité de cette solution temporaire.

Les investissements réalisés par Électricité de France dans les années 2010 (création d'un centre national d'entreposage des pièces de rechange pour obtenir un approvisionnement efficace et réactif, redéfinition des stocks de sécurité...) ont eu pour objectif de rendre robuste l'approvisionnement des pièces de rechange pour les différentes centrales nucléaires, malgré les évolutions technologiques et les évolutions du tissu industriel. Cependant, malgré cet investissement, les intervenants sur les centrales rencontrent encore des difficultés pour obtenir en temps et en heure les pièces de rechange dont ils ont besoin. Électricité de France poursuit ses efforts dans ce domaine.

### ***26.5.3. Exemples d'anomalies ou d'écarts découverts lors d'opérations de maintenance courante, liés à un référentiel de maintenance insuffisant à l'égard de mécanismes de dégradation***

#### **► Usure et gonflement de crayons de grappes absorbantes**

Dès les années 1980, des usures excessives ainsi que des phénomènes de gonflement et de fissuration ont été observés sur des grappes absorbantes, susceptibles de conduire au blocage de grappes dans les tubes-guides des assemblages combustibles. Ces phénomènes ont conduit Électricité de France d'une part à faire évoluer la conception des grappes (diminution du diamètre au bas des crayons absorbants – qui est la zone la plus soumise au gonflement [voir la figure 26.5] –, dépôt d'un revêtement anti-usure<sup>701</sup>), d'autre part à améliorer son programme de maintenance et à renforcer la surveillance de ces équipements. Ces actions ont permis de réduire de façon significative les risques de blocage mécanique des grappes absorbantes et la contamination du circuit primaire par de l'argent 110 métastable provenant du percement de crayons absorbants.

701. Par nitruration ionique ou chromage électrolytique.

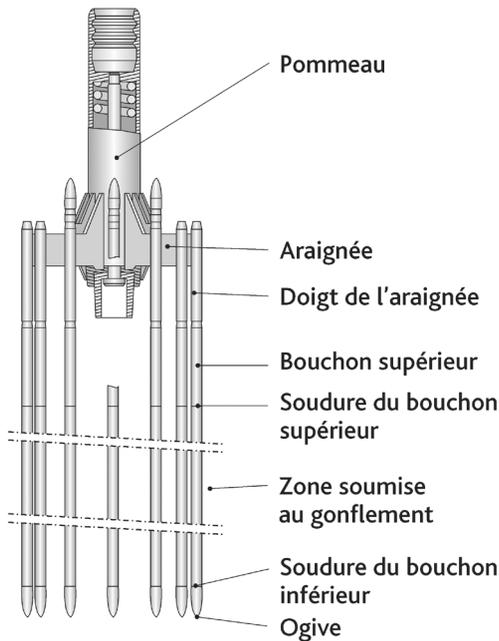


Figure 26.5. Schéma montrant la zone soumise au gonflement dans une grappe. Georges Goué/IRSN.

Le phénomène d'usure a concerné les grappes d'arrêt, celles-ci restant en permanence en position relevée lorsque le réacteur fonctionne et étant soumises d'une manière particulière à des vibrations induites par les écoulements hydrauliques.

Toutefois, des insertions incomplètes de grappes en partie basse des tubes-guides des assemblages combustibles ont été observées à partir de 2006 pour les réacteurs de 900 MWe (CPY). L'analyse de ces anomalies a permis d'établir qu'elles résultaient d'un phénomène de gonflement sous irradiation plus rapide que prévu, ce qui a conduit Électricité de France à modifier les critères des stratégies de maintenance dès 2008 : la durée d'exploitation des grappes a été limitée et les critères de rebut ont été abaissés. Ces nouveaux critères ont été appliqués à tous les paliers de réacteurs.

Depuis 2008, aucun nouveau problème de blocage de grappe absorbante, lié à des phénomènes de gonflement ou d'usure, n'a été observé.

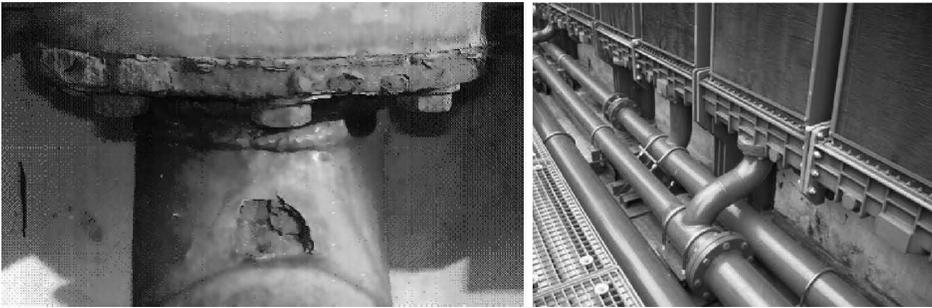
### ► Corrosion des matériels des centrales nucléaires situées en bord de mer ; le cas des groupes électrogènes de secours

Au début de l'année 2008, des contrôles des groupes électrogènes de secours à moteur diesel de la centrale nucléaire de Flamanville ont montré un état fortement corrodé de leurs aéroréfrigérants. Ces matériels, indispensables au bon fonctionnement des groupes électrogènes, sont situés à l'extérieur des bâtiments abritant ces groupes, les exposant ainsi à l'air marin. Ce phénomène, déjà constaté sur plusieurs centrales

en bord de mer, montre que les protections par peinture (voir la figure 26.6) des surfaces métalliques ne sont efficaces qu'accompagnées d'un programme de contrôles et de maintenance spécifique.

L'analyse réalisée par Électricité de France a montré que des traces de corrosion avaient été observées dès 2006 mais qu'aucune action corrective n'avait été engagée. Pour cette raison, la centrale de Flamanville a déclaré un événement significatif pour la sûreté le 18 avril 2008.

Dès le stade de la conception des réacteurs, le risque de corrosion a été pris en considération en sélectionnant, entre autres, des matériaux non sensibles à la corrosion, tout particulièrement pour les appareils ou les tuyauteries contenant des fluides radioactifs. Pour d'autres matériels, l'exigence de tenue à la corrosion n'est pas liée uniquement à la nature du fluide véhiculé mais principalement aux conditions d'ambiance. Des mesures de protection par peinture peuvent être suffisantes pour protéger des surfaces métalliques. L'efficacité de ces revêtements de protection doit cependant faire l'objet de vérifications périodiques, car une altération de la peinture peut conduire à des dégradations des matériels par la corrosion atmosphérique préjudiciables à la sûreté du réacteur.



**Figure 26.6.** À gauche, exemple d'une corrosion externe d'une tuyauterie de refroidissement; à terme, ce type de corrosion peut conduire au percement de la tuyauterie. À droite, exemple d'un revêtement externe anticorrosion d'une tuyauterie de refroidissement.

Les phénomènes de corrosion des groupes électrogènes des centrales en bord de mer n'étaient pas nouveaux. Dès 1991, des dégradations importantes avaient été observées sur les groupes électrogènes du réacteur n° 4 de la centrale nucléaire de Paluel en Normandie, soit seulement cinq ans après sa mise en service. La présence d'eau de pluie, due à une mauvaise conception du système de refroidissement des groupes électrogènes de tous les réacteurs de 1300 MWe, associée aux conditions d'ambiance marine, était à l'origine de zones de corrosion visible de la surface externe des tuyauteries de refroidissement. Électricité de France avait alors diligenté des inspections de l'ensemble des réacteurs de 1300 MWe. Des dégradations de même nature, mais moins avancées, avaient été constatées sur les sites de Cattenom et de Belleville-sur-Loire où les conditions ambiantes sont pourtant moins agressives que l'atmosphère saline du bord de mer. Électricité de France avait alors réalisé les réparations nécessaires et a remédié au défaut générique de conception.

En avril 2003, lors d'une inspection sur le site de Gravelines, l'Autorité de sûreté nucléaire a également constaté l'existence de corrosions des tuyauteries des circuits de refroidissement des groupes électrogènes: des actions de contrôle et de remise en état ont alors été réalisées à la fin de 2003. En septembre 2003, Électricité de France a fait le même type de constat pour le réacteur n° 4 de la centrale de Paluel. Ce phénomène de corrosion, lié à l'ambiance marine, a été traité dans le cadre normal de la surveillance des matériels.

L'ensemble de ces constats ont montré un programme de maintenance perfectible et des actions de remise à niveau tardives.

Toutefois, malgré les dispositions améliorées mises en œuvre, des corrosions en ambiance marine sont détectées de manière récurrente.

#### **26.5.4. Exemples d'événements liés à des non-qualités de maintenance**

Des exemples présentés plus haut ainsi que dans les chapitres consacrés au retour d'expérience montrent que la maîtrise des opérations de maintenance est délicate. Quelques exemples supplémentaires sont présentés ci-après; ils illustrent la variété des non-qualités de maintenance et la nécessité d'une attention permanente de la part de l'exploitant pour que les opérations de maintenance n'introduisent pas de nouvelles anomalies, cela dans des situations réelles d'intervention qui ne correspondent pas toujours à celles prévues, du fait d'aléas de nature organisationnelle ou matérielle.

##### **26.5.4.1. Exemple d'événement lié à un réglage erroné de matériels redondants**

###### **► Erreurs de tarage de soupapes**

*(Golfech 1 – 15 septembre 1999)*

Au cours de l'arrêt du réacteur n° 1 de la centrale nucléaire de Golfech, lors de la mise sous pression d'azote de l'accumulateur RIS 303 BA du système d'injection de sécurité, sa soupape RIS 273 VZ s'est ouverte pour une pression d'azote inférieure de plusieurs bars à la pression nominale d'exploitation de l'accumulateur. Le contrôle des autres soupapes dont le tarage avait été confié lors de l'arrêt au même prestataire a alors mis en évidence 22 soupapes appartenant à différents systèmes présentant des écarts de tarage allant jusqu'à 6 bars.

La même personne a taré 18 des 22 soupapes car l'effectif de la société prestataire n'était pas complet au cours de la prestation. Le tarage des soupapes a été réalisé avec une échelle de mesure dérégulée sur le banc de tarage car l'intervenant ne connaissait pas les modalités d'utilisation du banc. De plus il ne disposait pas de notice pour ce banc. Par ailleurs, les processus de contrôle n'ont pas permis d'identifier les écarts.

#### **26.5.4.2. Exemple d'événement lié à un réglage erroné de seuils de protections électriques**

##### **► Perte de la source froide et de la pompe de charge de la voie A**

*(Nogent 1 – Janvier 1999)*

Un événement significatif pour la sûreté a eu pour origine le déclenchement par surcharge des deux pompes du circuit d'eau brute secourue et de la pompe de charge du circuit de contrôle chimique et volumétrique (RCV) de la voie A lors d'un essai d'îlotage de la tranche n° 1 de la centrale nucléaire de Nogent-sur-Seine 1, le 24 janvier 1999. Les investigations menées après l'événement par l'exploitant ont montré que les seuils d'intensité avaient été réglés à une valeur inférieure à celle qui était prévue, notamment sur l'ensemble des matériels alimentés par le tableau électrique de 6,6 kV de la voie A (11 actionneurs dont ceux des pompes de sauvegarde).

Cet événement est décrit dans le paragraphe 23.1.1.1.

#### **26.5.4.3. Exemples d'événements liés à une non-remise en conformité d'un matériel après intervention ou à un mode opératoire incorrectement appliqué**

##### **► Indisponibilité de la ligne de décharge du circuit RCV due à la présence de papier soluble colmatant les orifices de détente**

*(Flamanville 1 – Juin 2008)*

Le 19 juin 2008, alors que le réacteur n° 1 de la centrale nucléaire de Flamanville était en cours de redémarrage après son arrêt pour rechargement du combustible dans le cœur, le circuit primaire dans l'état monophasique et refroidi par le système de refroidissement du réacteur à l'arrêt, l'équipe de conduite a constaté un débit insuffisant de la ligne de décharge du circuit primaire vers le circuit RCV. Les expertises réalisées ont montré la présence de papier aggloméré (voir la figure 26.7) à l'origine d'un bouchage d'une grande partie des orifices de détente de la ligne de décharge (diaphragmes multi-étagés). Ce papier avait été utilisé lors des opérations de soudage des tuyauteries de raccordement de l'échangeur situé en amont des diaphragmes.

La procédure d'utilisation de papier soluble par les intervenants prestataires en charge des soudures de raccordement de l'échangeur a été mise en cause dans cet événement. En effet, une mise en place inadaptée du papier soluble (bourrage de la tuyauterie associée à une distance insuffisante de la zone de soudure) a conduit à faire perdre au papier ses caractéristiques de solubilité.

La conséquence réelle sur la sûreté (indisponibilité de la ligne de décharge) a été immédiatement gérée par l'équipe de conduite. En cas de situation accidentelle conduisant à l'isolement du circuit de refroidissement du réacteur à l'arrêt, l'indisponibilité de

la ligne de décharge aurait empêché le circuit primaire à l'état monophasique d'être protégé contre les surpressions à froid.

Cet événement a montré la nécessité de prendre des dispositions appropriées lors de la préparation des opérations de soudage des tuyauteries importantes pour la sûreté, notamment dans le cas d'une utilisation de papier soluble.

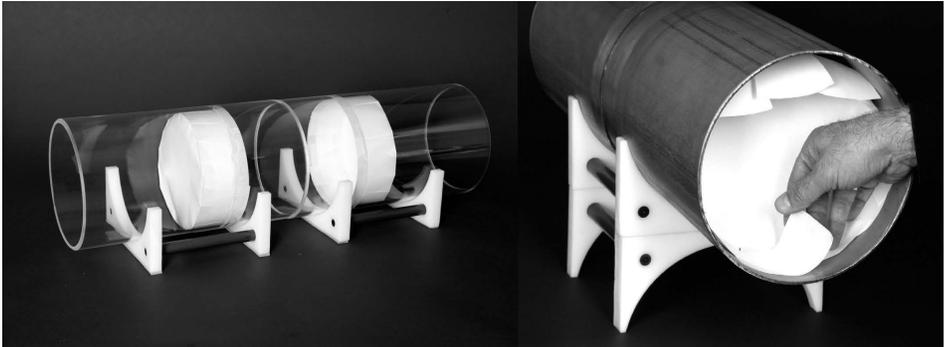


Figure 26.7. Deux vues montrant des bouchons de papier soluble dans l'eau. Courtesy of Aquasol Corporation.

### ► Présence d'alumine dans les circuits d'air comprimé

*(Cruas 2 – Janvier 2013)*

En janvier 2013, en raison de la présence de poudre d'alumine, des dysfonctionnements ont affecté deux robinets (vannes) pneumatiques (voir la figure 26.8) du groupe sécheur-surchauffeur (GSS) du turboalternateur du réacteur n° 2 de la centrale nucléaire de Cruas-Meysse, ainsi qu'un compresseur et son électrovanne d'alimentation du circuit de production d'air comprimé.

Les dernières interventions de maintenance sur un dessiccateur du circuit de production d'air comprimé et sur les deux filtres situés en amont et en aval sont à l'origine de la pollution des systèmes de production (SAP) et de régulation (SAR) d'air comprimé. En effet, lors de ces opérations habituelles de maintenance préventive, la procédure de remplacement de l'alumine dans le dessiccateur n'a pas été respectée, ce qui a provoqué une dégradation en poudre des billes d'alumine. Les deux filtres étant inétanches du fait d'un serrage insuffisant et d'un tamis de dimension inférieure à celle normalement prévue dans le filtre amont, la poudre d'alumine s'est propagée dans les tuyauteries alimentant les robinets pneumatiques selon les chemins correspondant aux plus fortes consommations d'air comprimé. Cela a notamment été le cas pour les robinets de régulation en fonctionnement permanent des systèmes d'alimentation en eau des générateurs de vapeur, de régulation de l'alimentation en vapeur de la turbine et d'extraction au condenseur.

La poudre d'alumine a pu atteindre un grand nombre de robinets qui ne sont pas protégés par des filtres suffisamment fins. Elle s'est alors accumulée dans les

positionneurs de ces robinets, qui régulent l'apport d'air comprimé aux actionneurs pneumatiques en fonction de la consigne de position demandée, entraînant une dégradation du fonctionnement de ces robinets.

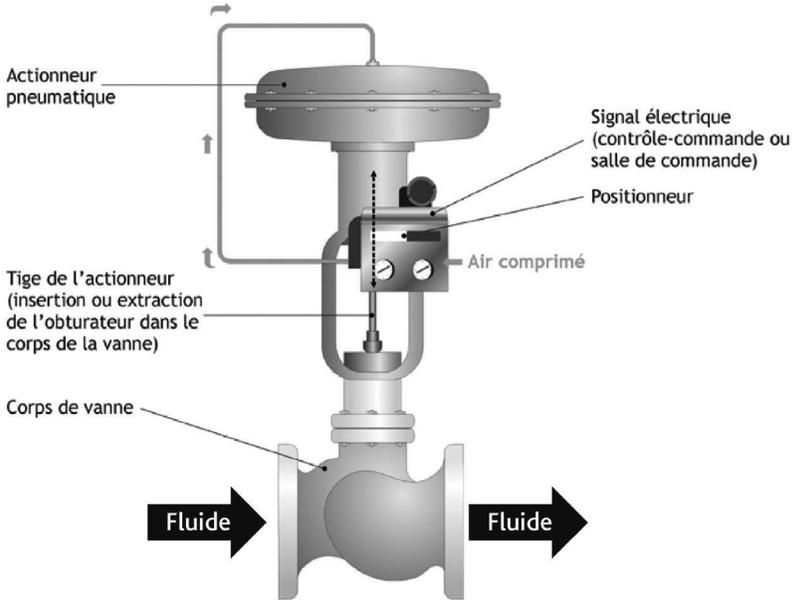


Figure 26.8. Vue du dispositif de commande d'une vanne pneumatique. Georges Goué/IRSN.

L'exploitant a mis en œuvre un programme de surveillance en service des robinets affectés. Au cours de l'arrêt programmé pour rechargement de combustible suivant, un important programme d'actions de contrôle et de nettoyage de la plupart des tuyauteries et vannes pneumatiques des systèmes importants pour la sûreté a été réalisé.