

The logo for IRSN (Institut de radioprotection et de sûreté nucléaire) features the acronym 'IRSN' in a bold, sans-serif font. The letters 'I', 'R', and 'S' are red, while the 'N' is blue. Below the acronym, the full name of the institution is written in a smaller, blue, sans-serif font.

INSTITUT
DE RADIOPROTECTION
ET DE SÛRETÉ NUCLÉAIRE

LE POINT DE VUE DE L'IRSN SUR LA SURETE ET LA RADIOPROTECTION DU PARC ELECTRONUCLEAIRE FRANÇAIS EN 2009

RAPPORT DSR N° 383

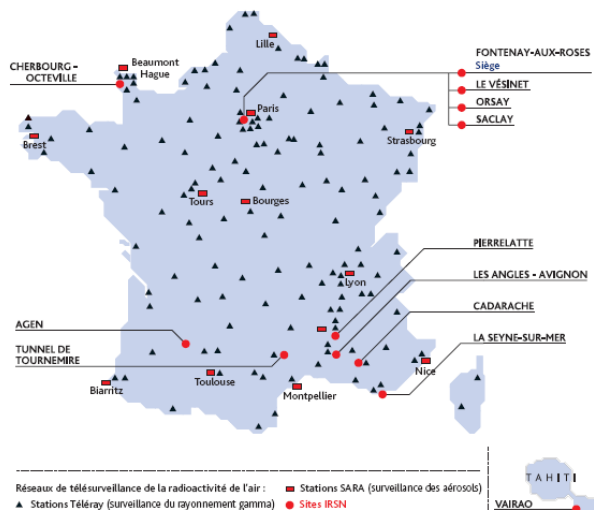
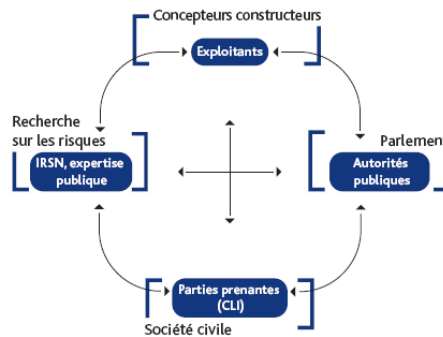
DIRECTION DE LA SURETE DES REACTEURS

Faire avancer la sécurité nucléaire en France et dans le monde

L'Institut de radioprotection et de sûreté nucléaire (IRSN) créé par la loi 2001-398 du 9 mai 2001 est l'expert public national en matière de risques nucléaires et radiologiques. L'IRSN contribue à la mise en œuvre des politiques publiques relatives à la sûreté et la sécurité nucléaires, la protection de la santé et de l'environnement contre les effets des rayonnements ionisants. Organisme de recherche et d'évaluation, l'IRSN agit en concertation avec toutes les parties concernées par ces politiques tout en préservant son indépendance de jugement.

ORGANISME FRANÇAIS DE SÛRETÉ, SÉCURITÉ ET RADIOPROTECTION NUCLÉAIRES

- **Les exploitants** sont responsables de la sûreté de leurs installations. Ils doivent démontrer la pertinence des solutions techniques et organisationnelles retenues à cet effet (dossiers de sûreté et études d'impact des rejets).
- **Les pouvoirs publics** (les ministères, l'Autorité de sûreté nucléaire – ASN, le Délégué à la sûreté nucléaire et à la radioprotection pour les activités et installations intéressant la Défense – DSND) définissent les politiques de sûreté, de sécurité et de radioprotection nucléaires. Ils organisent et mettent en œuvre des contrôles conformément à la loi 2006-686 du 13 juin 2006 relative à la transparence et la sûreté en matière nucléaire.
- **L'IRSN** évalue les dossiers soumis par les exploitants et fournit ses avis et recommandations aux différentes autorités compétentes. Il analyse en permanence les retours d'expérience concernant l'exploitation des installations. Il évalue l'exposition de l'homme et de l'environnement aux rayonnements et propose des mesures pour protéger la population dans l'hypothèse d'un accident. La sûreté nucléaire étant essentiellement basée sur la science, l'IRSN renforce constamment son expertise par des activités de recherche, habituellement dans un cadre international.
- **Les Comités locaux d'information (CLI) et le Haut comité pour la transparence et l'information sur la sûreté nucléaire (HCTISN)** réunissent les acteurs sociétaux concernés par les installations nucléaires. Ils constituent des organes privilégiés pour l'accès à l'information en matière de sûreté, de sécurité, de santé publique et de protection de l'environnement.



DOMAINES DE COMPÉTENCE ESSENTIELS DE L'IRSN – R&D ET EXPERTISE OPÉRATIONNELLE

- Sûreté et sécurité nucléaire
 - Réacteurs
 - Cycle du combustible
 - Gestion des déchets
 - Transports des matières radioactives
 - Sources radioactives
- Radioprotection des personnes (y compris les patients) et de l'environnement
- Gestion des urgences nucléaires et radiologiques et capacité d'intervention opérationnelle
- Formation et éducation
- Gestion de l'information et interaction avec les parties prenantes et le public

Chiffres clés de l'IRSN
1 786 personnes
1 200 chercheurs et experts
321 M€ (budget 2010)

AVANT PROPOS

L'IRSN consacre des ressources importantes à une veille technique permanente de l'état de la sûreté du parc des 58 réacteurs électronucléaires français. Cette activité d'analyse, réalisée à partir des informations transmises par les centrales à l'ASN et l'IRSN notamment après chaque évènement, même mineur, permet de faire avancer la sûreté d'une part à partir de l'examen des enseignements à tirer des incidents les plus significatifs, d'autre part à partir de l'observation de tendances qui contribuent à orienter les études et recherches menées par l'Institut.

Avec presque une année de recul, nécessaire à la consolidation et à l'analyse des informations, l'IRSN rend public son rapport annuel de synthèse sur cette activité de veille pour l'année 2009. Ce rapport permettra aux parties prenantes - et plus largement au public - de mieux comprendre les questions concrètes de sûreté associées à l'exploitation des centrales, à travers la mise en évidence des difficultés rencontrées, mais aussi des progrès et efforts réalisés par EDF.

Ce rapport ne prétend pas à un exposé exhaustif des sujets impliquant la sûreté et la radioprotection dans les centrales nucléaires. Il présente une évaluation globale de la sûreté du parc en exploitation, en mettant en évidence des tendances d'évolution de certains paramètres significatifs pour la sûreté des installations. Il décrit ensuite une dizaine d'évènements ou incidents particulièrement riches d'enseignements dans l'optique d'une recherche permanente de l'amélioration de la sûreté. Pour chaque sujet évoqué, le rapport fait état des résultats de l'analyse menée par l'IRSN.

L'année 2009 a montré à nouveau, malgré les efforts de prévention réalisés, une très forte prépondérance du « facteur humain » (85%) à l'origine des incidents significatifs, la plupart sans conséquences notables. La complexification et la constante évolution des installations et des règles d'exploitation, ainsi que les contraintes organisationnelles fortes qui pèsent sur le personnel d'exploitation, notamment lors des chantiers associés aux « arrêts de tranche », sont des facteurs identifiés de contribution aux évènements de sûreté ou de radioprotection survenant dans les centrales nucléaires.

Par ailleurs, il y a lieu de souligner que des progrès continuent d'être enregistrés en matière de radioprotection, avec une poursuite de la baisse de la dosimétrie individuelle ; toutefois, plusieurs incidents notables sont survenus, particulièrement lors d'opérations classiques de radiographie industrielle effectuées sur les chantiers de maintenance. En d'autres circonstances, de tels incidents auraient pu avoir de graves conséquences en termes d'irradiation accidentelle d'intervenants.

Parmi les incidents de sûreté notables, le rapport présente en particulier l'incident de perte de la « source froide » d'une tranche du site de Cruas, dû à son obstruction soudaine de la prise d'eau alimentant le système de refroidissement du réacteur par une masse de végétaux. Cet incident qui a conduit à la mise en place de l'organisation nationale de crise rappelle l'importance du point de vue de l'IRSN, de ne jamais sous-évaluer les risques associés aux agressions naturelles envisageables.

De même, plusieurs anomalies génériques ont affecté en 2009 des matériels ou composants importants pour la sûreté, en particulier les tubes de générateurs de vapeur, sur lesquelles le rapport présente l'analyse de l'Institut.

Souhaitant que ce rapport réponde à vos attentes d'information, je vous en souhaite une bonne lecture, et reste à votre écoute dans une perspective d'amélioration continue.

Jacques REPUSSARD

Directeur Général de l'IRSN

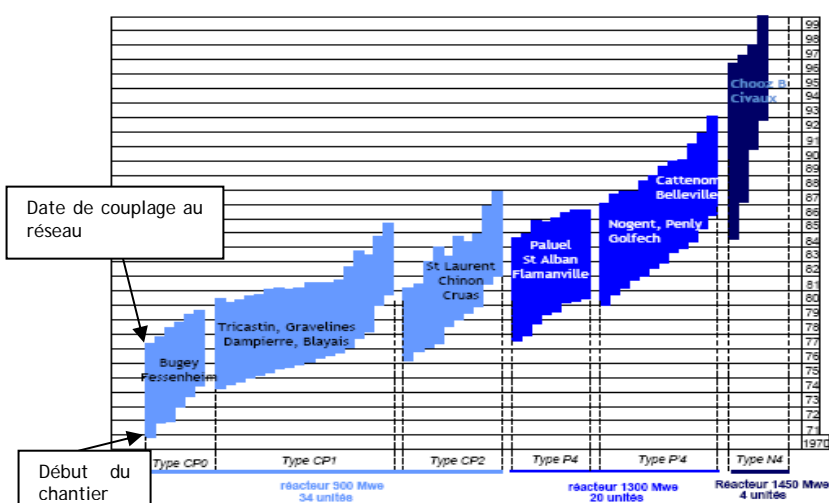
SOMMAIRE

AVANT PROPOS	2
SOMMAIRE	3
INTRODUCTION ET SYNTHESE	4
EVALUATION GLOBALE DE LA SURETE DU PARC EN EXPLOITATION	7
La sûreté de l'exploitation en 2009 les tendances	8
EVENEMENTS ET INCIDENTS	19
Vulnérabilités de la « source froide »	20
Tassements différentiels à la centrale de Dampierre	29
Événements concernant la radioprotection	32
Incident survenu lors d'un contrôle de soudure par gammagraphie	37
Corrosion des tubes des générateurs de vapeur du réacteur n°3 de la centrale du Bugey	42
ANOMALIES GENERIQUES	46
Défauts de qualités lors des opérations de maintenance et les non-conformités de matériels aux exigences de qualification.....	47
Fissurations de piquages de faible diamètre	50
Mélanges de graisses dans des équipements appelés à fonctionner dans des situations accidentelles	54
LES EVOLUTIONS SIGNIFICATIVES	57
Évolution des spécifications radiochimiques	58
Effet sur la sûreté de l'augmentation du taux de bouchage des tubes de générateurs de vapeur	61
Facteurs organisationnels et humains lors de la conception des modifications d'installations	66
DEFINITIONS ET ABREVIATIONS	71
CREDIT PHOTO	72

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

INTRODUCTION ET SYNTHÈSE

Ce rapport présente le point de vue de l'IRSN sur la sûreté et la radioprotection dans l'exploitation du parc national électronucléaire d'EDF au cours de l'année 2009. Comme les années précédentes, il ne vise pas à l'exhaustivité mais plutôt à mettre en relief les points jugés significatifs par l'IRSN. Ce rapport comporte quatre parties. Dans un premier volet, l'IRSN présente les principales tendances qui se dégagent de son examen global de la sûreté et de la radioprotection du parc en exploitation pour l'année 2009. Le second volet traite des événements qui, par leur incidence sur la sûreté, ont marqué l'année; il présente également une synthèse des événements qui ont trait à la radioprotection des personnels. Le troisième volet est consacré aux anomalies dites génériques, c'est-à-dire affectant plusieurs centrales. Le dernier volet traite des évolutions significatives mises en œuvre ou planifiées par EDF : il peut s'agir de modifications ou d'aménagements dans l'exploitation des centrales destinés à répondre à des questions de sûreté, mais aussi à des contraintes économiques.



La mise en service des 58 réacteurs à eau sous pression du parc national électronucléaire EDF en exploitation s'est échelonnée de 1977 à 1999. Ces réacteurs sont regroupés en paliers. Chaque palier rassemble les réacteurs de même puissance, dont la conception est standardisée. Ces réacteurs sont implantés sur 19 sites.

La sûreté et la radioprotection exigent une vigilance permanente de l'ensemble des acteurs impliqués, elles ne sont jamais définitivement acquises, elles doivent rester une priorité et toujours progresser, l'exploitant conservant, en tout état de cause la responsabilité de la sûreté de ses installations. Pour l'IRSN, progresser passe tout d'abord par l'examen attentif et la prise en compte du retour d'expérience national et international, ainsi que des connaissances scientifiques nouvelles issues de la recherche. Cette démarche est permanente et garantit la pertinence des expertises.

L'examen de l'exploitation du parc des réacteurs au cours de l'année 2009 ne met pas en évidence d'évolutions significatives pour les principales tendances relevées au cours des deux précédentes années 2007 et 2008. L'IRSN note en particulier deux tendances qui restent fortes. L'une porte sur les défauts en matière de qualité des interventions de maintenance, dont les causes peuvent être diverses : une préparation

insuffisante d'interventions, une réalisation incorrecte ou des contrôles défectueux. L'autre se rapporte aux difficultés d'appropriation des référentiels d'exploitation par les exploitants des centrales, dont l'évolution continue rend complexe la déclinaison dans les documents opératoires. C'est un facteur important de non-conformités aux spécifications techniques d'exploitation, dont le nombre est toujours aussi élevé.

Malgré de grandes disparités entre les centrales, la majorité des événements significatifs, environ 85 %, ont pour origine une défaillance d'origine organisationnelle ou humaine. Plusieurs plans d'actions élaborés au niveau national ont été mis en œuvre en vue d'améliorer les pratiques, les organisations et les modes de management. Si, sur le fond, ces plans sont effectivement de nature à améliorer la sûreté de l'exploitation et la radioprotection, leur efficacité réelle dépend par contre de la manière dont chaque centrale les priorise et les décline. Elle dépend aussi de la manière dont les acteurs de terrain les perçoivent en regard de leurs pratiques habituelles et donc se les approprient. Cette appropriation repose fortement sur l'accompagnement prodigué par les services centraux d'EDF concernant ces plans d'actions et les évolutions de référentiel qu'ils induisent. Tous ces facteurs peuvent expliquer en partie les fortes disparités de performances entre centrales. Outre la complexification des règles d'exploitation et les difficultés d'appropriation de ces règles par les acteurs de terrain, un autre facteur important d'aléas réside dans les conditions d'exploitation très contraignantes et tendues qu'imposent les objectifs de productivité du parc, en particulier lors des arrêts de tranche pour maintenance et rechargement, au cours desquels on constate un nombre élevé d'événements significatifs, en augmentation sur certains paliers du parc.

Sur le plan de la gravité des incidents, l'IRSN note qu'aucun incident n'a eu de conséquence importante pour l'état de l'installation, l'environnement, la santé des travailleurs et de la population. L'IRSN souligne toutefois l'incident survenu à la centrale de Cruas en décembre 2009, où une arrivée massive de végétaux a bloqué l'alimentation en eau d'une des stations de pompage de la centrale, conduisant à la perte totale du circuit de refroidissement des systèmes importants pour la sûreté du réacteur n°4. Cet incident, bien géré par l'exploitant de la centrale, a été classé au niveau 2 de l'échelle internationale INES. D'autres incidents de perte partielle de la «source froide», survenus en 2009, sont exposés dans ce rapport. Ils montrent qu'une grande vigilance doit être maintenue à l'égard des risques d'agression naturelle et notamment des risques de perte de la «source froide». Ce sujet, mis en avant par l'IRSN depuis plusieurs années, fera l'objet d'approfondissements en 2010. Le second incident, déclaré par un prestataire, et classé au niveau 2 de l'échelle internationale INES en 2009, est survenu dans la centrale de Flamanville ; il s'agit d'une irradiation accidentelle d'un opérateur lors d'un tir de contrôle gammagraphique. Bien que la dose reçue ait été faible, l'importance des conséquences possibles d'un tel incident a motivé une analyse plus approfondie de l'incident par l'IRSN.

Plusieurs anomalies affectant l'installation ou certains matériels, dont certaines génériques sur le parc, ont fait l'objet d'examen par l'IRSN en 2009. Le traitement des anomalies génériques s'étend généralement sur plusieurs années. Certaines d'entre elles, découvertes ou en cours de traitement en 2009, sont présentées dans ce rapport. La détection de fissures circulaires dans la paroi externe des tubes d'un générateur de vapeur du réacteur n°3 de la centrale de Bugey a en particulier fait l'objet de nombreuses investigations et d'une forte mobilisation de l'IRSN du fait de la nouveauté de ce type de défaut. Mis à l'arrêt en mai 2009, le réacteur ne

redémarrera qu'à la fin de l'année 2010, après remplacement à titre préventif de ses trois générateurs de vapeur. D'autres anomalies ont pour origine des défauts de qualité de la maintenance, en augmentation sur le parc au cours des dernières années, avec des conséquences pour la sûreté variables suivant le matériel concerné. Certaines anomalies peuvent remettre en cause la qualification des matériels pour leurs utilisations en situation accidentelle.

L'IRSN a exposé dans son [rapport public relatif à l'année 2008](#) un incident survenu à la centrale de Tricastin où deux assemblages combustibles étaient restés accrochés aux équipements internes supérieurs lors des opérations d'enlèvement de ces équipements. Deux incidents similaires sont survenus en 2009, l'un sur le réacteur n°1 de la centrale de Gravelines en août, l'autre sur le réacteur n°2 de la centrale du Tricastin en novembre. Comme en 2008, les assemblages combustibles concernés ont pu être décrochés sans conséquence pour le personnel et pour l'environnement. Bien que ces deux événements aient été suivis attentivement par l'IRSN, ils ne sont pas détaillés dans le présent rapport, le lecteur pourra se reporter à l'exposé dans le rapport public relatif à l'année 2008. Le renouvellement d'un tel incident montre que les actions correctives mises en place sur le parc après l'incident de Tricastin en 2008 n'étaient pas suffisantes. EDF a donc mené des études complémentaires qui l'ont conduit à renforcer les opérations de contrôle.

Les installations et leurs modes d'exploitation ne sont pas figés dans le temps. Des motivations diverses, qui relèvent de la sûreté, de la radioprotection, de la disponibilité, ou encore d'aspects économiques, entraînent des évolutions qui peuvent être d'ordre technique ou organisationnel. Plusieurs évolutions significatives ont fait l'objet d'examen par l'IRSN en 2009, dont trois sont exposées dans le présent rapport.

La perte d'étanchéité de gaines de combustibles dans les réacteurs de 1300 MWe au début des années 2000 (avec pollution radiologique de l'eau du circuit primaire), avait conduit EDF à renforcer les critères de radioactivité de l'eau du circuit primaire, fixés dans les spécifications radiochimiques de ces réacteurs, pour lesquels des actions de conduites sont prescrites. EDF a depuis corrigé les anomalies de conception à l'origine des pertes d'étanchéité de gaines, et souhaite revenir à des spécifications communes pour l'ensemble des réacteurs du parc. Ce sujet est en cours d'instruction.

A l'occasion de chaque arrêt de réacteur pour rechargement de combustible, les tubes des générateurs de vapeur sont contrôlés afin de détecter des défauts précurseurs de fuites, voire de ruptures lors du fonctionnement du réacteur. Ainsi, à titre préventif, EDF procède au bouchage de tubes à chaque arrêt pour rechargement de réacteur. Toutefois, les taux de bouchage désormais atteints peuvent avoir un impact significatif sur le fonctionnement du réacteur, d'où la nécessité d'études pour évaluer leur impact sur la sûreté et apprécier leur acceptabilité.

La prise en compte des facteurs organisationnels et humains lors de la conception des modifications est primordiale pour une exploitation sûre des installations. Un nombre significatif de modifications est engagé ou prévu dans le cadre du réexamen de sûreté associé aux visites décennales des réacteurs. A cet effet, EDF a défini une démarche structurée pour prendre en compte les facteurs humains et organisationnels lors de la conception des modifications. L'IRSN a analysé en 2009 cette démarche et son déploiement.

EVALUATION GLOBALE DE LA SURETE DU PARC EN EXPLOITATION



La manière d'exploiter un réacteur est un facteur déterminant pour assurer en permanence un niveau de sûreté satisfaisant. La veille exercée par l'IRSN pour apprécier les évolutions du niveau de sûreté de l'exploitation des réacteurs du parc EDF, repose sur l'analyse d'une multitude de données issues de l'exploitation. Celles relatives aux événements et aux incidents qui surviennent sur le parc, mais aussi dans les installations étrangères, constituent l'une des sources les plus riches en matière de retour d'expérience. L'IRSN utilise diverses méthodes d'analyse selon le but poursuivi. Pour obtenir une vision globale de la sûreté de l'exploitation, l'IRSN a développé des outils et des méthodes d'analyse du retour d'expérience, et notamment des indicateurs qu'il a préalablement établis ([voir le rapport public IRSN 2007](#)). Ceux-ci permettent d'apprécier annuellement, par réacteur, mais aussi de manière globale pour le parc, les tendances et éventuelles dérives dans la sûreté de l'exploitation. Ce chapitre présente les principaux enseignements que l'IRSN tire de son évaluation globale de la sûreté du parc pour l'année 2009.

La sûreté de l'exploitation en 2009

les tendances

Malgré des disparités, parfois importantes entre les centrales EDF, les aléas d'exploitation et les difficultés techniques restent nombreux sur le parc ; en particulier, deux tendances fortes se confirment en 2009. D'une part, les défauts liés à la maintenance conduisent à une augmentation sensible des événements significatifs au cours des périodes d'arrêt des réacteurs. D'autre part, les évolutions des référentiels d'exploitation et les difficultés liées à leur appropriation restent une des principales causes du nombre toujours élevé de non-conformités aux spécifications techniques d'exploitation. Comme les années précédentes, les facteurs humains restent prépondérants dans l'origine des événements déclarés par les exploitants. Les actions mises en œuvre par EDF depuis 2006 montrent, pour certaines, une réelle efficacité ; par contre, pour d'autres l'efficacité n'est pas encore démontrée.

De fortes disparités entre les centrales

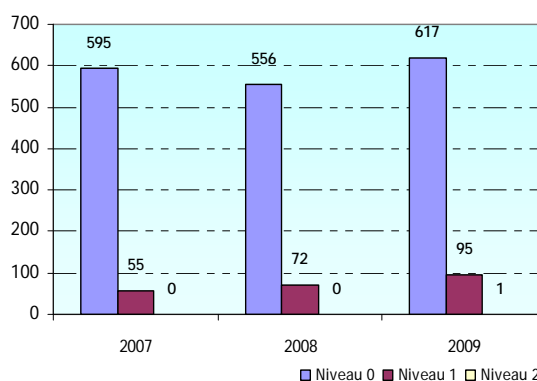
Depuis plusieurs années, l'IRSN observe des disparités, parfois importantes selon l'indicateur observé, entre les centrales. Elles n'apparaissent pas réduites au cours de l'année 2009. Si chaque centrale présente des points forts et des points faibles, seul un nombre très limité de centrales présente par contre des faiblesses dans plusieurs secteurs d'activité. Malgré des efforts importants, mais du fait que ceux-ci doivent être réalisés simultanément, ces centrales ne progressent que lentement et peinent à tirer profit des programmes d'amélioration déployés au niveau national par EDF.

Un nombre en hausse d'événements significatifs pour la sûreté

Avec 713 événements, le nombre d'événements significatifs pour la sûreté (ESS) constatés sur le parc de réacteurs durant l'année 2009 est plus important que celui de 2008 d'environ 14 %. Hormis l'année 2008, le nombre annuel d'ESS du parc est en constante augmentation depuis l'année 2005. Parmi ces événements, 95 ont été classés au

L'échelle INES (International Nuclear Event Scale) s'applique aux événements se produisant dans les installations nucléaires, classés selon 7 niveaux, suivant leur importance.

niveau 1 de l'échelle internationale INES (contre 72 en 2008 et 55 en 2007). Il faut souligner également le classement au niveau 2 de l'échelle INES de l'incident



Évolution du nombre annuel d'événements significatifs pour la sûreté de 2007 à 2009

survenu le 2 décembre 2009 sur le site de Cruas (perte de la « source » froide du réacteur n°4). Cet incident est décrit dans l'article « vulnérabilités de la source froide » du présent rapport.

La sûreté nucléaire est l'ensemble des dispositions techniques et des mesures d'organisation relatives à la conception, à la construction, au fonctionnement, à l'arrêt et au démantèlement des installations nucléaires de base, ainsi qu'au transport des substances radioactives, prises en vue de prévenir les accidents ou d'en limiter les effets.

(Article 1er de la loi n°2006-686 relative à la transparence et à la sécurité en matière nucléaire)

Bien qu'EDF se soit mobilisé pour améliorer la rigueur d'exploitation des centrales et malgré le déploiement de plusieurs plans d'actions nationaux, comme par exemple celui du projet « obtenir un état exemplaire des installations », l'accroissement des aléas et des difficultés d'exploitation se poursuit. Cette tendance que l'IRSN a déjà soulignée en 2007 et 2008 peut provenir de la complexification de l'exploitation (référentiels documentaires en évolution, succession de plans d'actions) ou de difficultés de renouvellement des compétences. De plus, la recherche de productivité conduit à de fortes tensions sur les activités pendant les arrêts des réacteurs et à un nombre important d'ESS. Comme les années précédentes, la grande majorité des événements (environ 85 %) ont pour origine une ou plusieurs défaillances d'origine humaine ou organisationnelle. Une analyse plus approfondie de ces défaillances montre que :

- 40 % sont des défaillances de premier niveau, autrement dit des défaillances qui concernent les activités des acteurs de première ligne, par exemple des erreurs de geste, des confusions de matériels, de locaux ou de réacteurs, des oublis et des transgressions de règles, volontaires ou non ;
- 35 % sont des défaillances dans le diagnostic de situations ;
- 28 % sont des défaillances dans la rédaction, le contrôle ou la mise à jour de la documentation opérationnelle ou des défauts dans son utilisation ;
- 25 % sont des défaillances liées à l'organisation et aux performances des centrales concernant la préparation et la planification des activités ;
- 20 % sont des défaillances dans les processus de contrôle au cours et à l'issue d'interventions ;
- 20 % sont des événements qui révèlent des défauts de connaissances des phénomènes physiques, de l'installation, des matériels ou des référentiels, parfois des défauts de compétences.

Certains événements ont pour origines plusieurs types de défaillances ; ceci explique que la somme des pourcentages mentionnés ci-dessus dépasse 100 %.

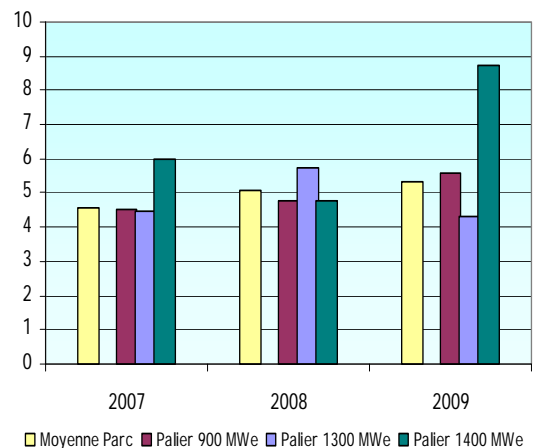
L'exploitant est tenu de déclarer l'apparition de tout écart qui répond à l'un des critères établis par l'Autorité de sûreté nucléaire par l'envoi d'un fax dans les 48 heures suivant sa découverte. Il doit ensuite fournir sous deux mois son analyse de l'événement dans un compte rendu d'événement significatif (CRES).

Les 10 critères de déclaration pour les événements significatifs pour la sûreté (ESS)

ESS 1	arrêt automatique du réacteur
ESS 2	mise en service d'un des systèmes de sauvegarde
ESS 3	Non-respect des spécifications techniques d'exploitation (STE)
ESS 4	agression interne ou externe
ESS 5	action ou tentative d'action de malveillance susceptible d'affecter la sûreté de l'installation
ESS 6	passage en état de repli en application des STE ou de procédures de conduite accidentelle à la suite d'un comportement imprévu de l'installation
ESS 7	événement ayant causé ou pouvant causer des défaillances multiples
ESS 8	événement ou anomalie spécifique au circuit primaire principal, au circuit secondaire principal ou aux appareils sous pression des circuits qui leur sont connectés, conduisant ou pouvant conduire à une condition de fonctionnement non prise en compte à la conception ou qui ne serait pas encadrée par les consignes d'exploitation existantes
ESS 9	anomalie de conception, de fabrication en usine, de montage sur site ou d'exploitation de l'installation concernant des matériels et des systèmes fonctionnels autres que ceux couverts par le critère 8, conduisant ou pouvant conduire à une condition de fonctionnement non prise en compte à la conception et qui ne serait pas couverte par les conditions de dimensionnement et les consignes d'exploitation existantes
ESS 10	tout autre événement susceptible d'affecter la sûreté de l'installation jugé significatif par l'exploitant ou par l'Autorité de sûreté nucléaire.

Une augmentation continue des événements significatifs pendant les périodes d'arrêt des réacteurs

En moyenne sur le parc, le nombre annuel d'événements significatifs pour la sûreté survenus pendant les arrêts des réacteurs est en augmentation au cours des 3 dernières années, passant de 4,6 ESS/arrêt.réacteur en 2007 à 5,3 ESS/arrêt.réacteur en 2009, soit une hausse de 18 %. Alors qu'un réacteur est en arrêt pour rechargement, en moyenne environ 10 % de l'année, les ESS pendant les arrêts représentent environ 45 % du total des ESS.



Évolution du nombre d'ESS au cours des arrêts, par réacteur pour les différents paliers de 2007 à 2009

Les arrêts pour rechargement et maintenance

Périodiquement (en général entre 12 et 18 mois) les réacteurs doivent être arrêtés afin de renouveler une partie du combustible nucléaire. La durée des arrêts peut varier d'environ 30 jours à plus de 3 mois suivant le volume de travaux à effectuer. Ces arrêts sont en effet l'occasion de vérifier, d'entretenir ou de modifier un certain nombre de matériels, ces opérations ne pouvant pas être effectuées lorsque le réacteur fonctionne.

L'intensité de l'activité au cours des périodes d'arrêt explique en partie ce constat. Toutefois, l'augmentation continue du nombre d'ESS lors des

arrêts des réacteurs depuis plusieurs années conduit à constater un manque de performance des plans destinés

à améliorer la rigueur d'exploitation lors de ces arrêts. En particulier des défauts de qualité lors des opérations de maintenance, des retards dans l'intégration de modifications... provoquent des glissements de planning, générant une tension lors des arrêts, glissements qui peuvent à leur tour entraîner de nouveaux écarts.

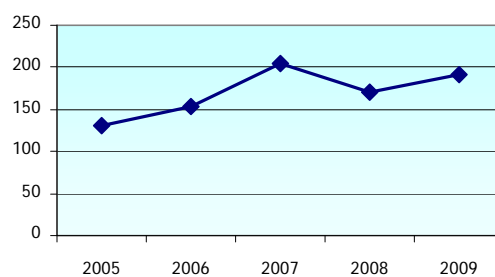
L'IRSN constate toutefois une évolution différente selon les paliers de réacteurs. Alors qu'une amélioration sensible est notée entre 2008 et 2009 pour les réacteurs de 1300 MWe, la tendance est inverse pour ceux de 900 MWe et surtout pour ceux de 1450 MWe. La réalisation des troisièmes visites décennales sur des réacteurs de 900 MWe, au cours desquelles de nombreuses modifications et interventions sont réalisées, pourrait expliquer la tendance à la hausse des ESS pour ces réacteurs. Par ailleurs, les quatre réacteurs de 1450 MWe ont fait l'objet d'arrêts longs avec une forte activité de maintenance (une visite décennale et trois visites partielles). En moyenne par réacteur de 1450 MWe, les durées d'arrêt ont été de 90 jours en 2009 contre 38 en 2008, ce qui peut expliquer la forte hausse du nombre d'ESS pour ce type de réacteur.

Les événements liés à la maintenance

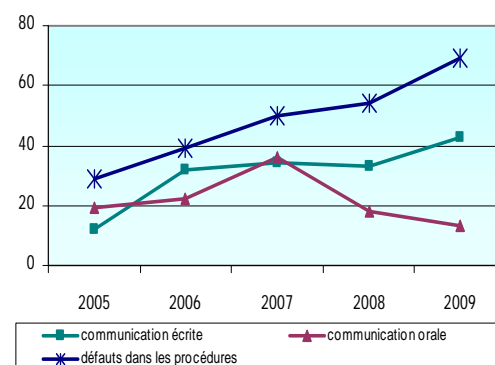
Les activités de maintenance ont pour objectif essentiel d'assurer la disponibilité des matériels des centrales nucléaires. L'IRSN constate depuis plusieurs années une augmentation des ESS survenus au cours d'interventions de maintenance. Ces événements ont représenté en 2009 près de 30 % des ESS survenus sur le parc nucléaire français ; ils sont essentiellement d'origine humaine ou organisationnelle.

Comme indiqué dans le rapport relatif à l'année 2008, les erreurs les plus fréquentes au cours des interventions de maintenance sont des omissions de certains gestes techniques prévus dans les procédures d'intervention qui ont un caractère prescriptif, et des exécutions de mauvaise qualité. Il apparaît également des insuffisances dans la préparation des interventions et les analyses de risques associées (identification incomplète des étapes clefs ou des conditions requises, absence de vérification des habilitations des intervenants...), ainsi que dans les contrôles au cours ou à l'issue des interventions.

Compte tenu de ces constats, EDF a progressivement déployé à partir de 2006 le projet « Performance humaine » à l'échelle du parc. L'objectif de ce projet est d'augmenter les chances qu'un intervenant réalise le bon geste du premier coup en développant six pratiques de fiabilisation. Ce projet insiste aussi pour une présence du manager sur le terrain au côté de ses équipes. La formation de l'ensemble des intervenants à ces pratiques, agents EDF et agents d'entreprises prestataires, et des managers a été achevée en 2009. Si, globalement, l'efficacité de ces mesures reste encore à démontrer, l'IRSN constate à partir de 2008 une baisse significative des ESS pour lesquels une communication défaillante



Évolution du nombre d'ESS liés à la maintenance entre 2005 et 2009



Évolution des types de défauts d'ESS liés à la maintenance entre 2005 et 2009

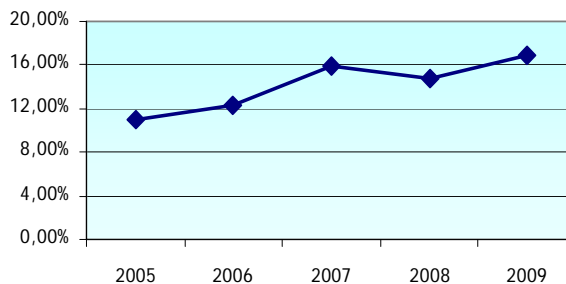
entre les agents est à la source d'erreurs, Ce qui peut être un effet positif de l'une des six pratiques de fiabilisation : la communication sécurisée.

Le projet « Performance humaine » définit six « bonnes pratiques » pour fiabiliser les interventions :

- le « pré-job briefing » : préparation de l'intervention et anticipation des problèmes éventuels.
- la minute d'arrêt : moment de réflexion avant une intervention à risque.
- la communication sécurisée : transmission orale claire et complète d'informations avec confirmation.
- le contrôle croisé : contrôle de la bonne exécution de l'action par un autre intervenant.
- l'autocontrôle : contrôle de la bonne exécution d'une action par l'intervenant lui-même.
- le débriefing : identification des sources possibles d'amélioration des situations de travail.

Par contre, depuis 2005, le nombre d'ESS survenus au cours d'interventions de maintenance du fait de documents associés erronés ou insuffisants (erreurs de rédaction, imprécisions, absence de mise à jour, inexistence...) est en croissance. Le « Projet Homogénéisation des Pratiques et des Méthodes » (projet PHPM) déployé par EDF à partir de 2006, ne semble pas réduire significativement le nombre d'ESS de ce type, hormis pour les essais périodiques, traités plus loin dans le rapport.

Dans son rapport public relatif à l'année 2008, l'IRSN soulignait des insuffisances dans la préparation des interventions et les analyses de risque associées, ainsi que dans les contrôles au cours ou à l'issue des interventions, ceci dans un contexte de recours à la sous-traitance de plus en plus élevé. Ces activités sont des éléments clés de la sûreté, notamment pendant les phases d'arrêt des réacteurs. A cet égard, l'IRSN avait notamment constaté lors d'instructions menées en 2007 et en 2008, qu'EDF éprouvait certaines difficultés à justifier que les effectifs affectés à la surveillance étaient suffisants pour réaliser les actions prévues. Ces questions se posent dans un contexte général de renouvellement des compétences, tant pour EDF que pour les entreprises de sous-traitance.

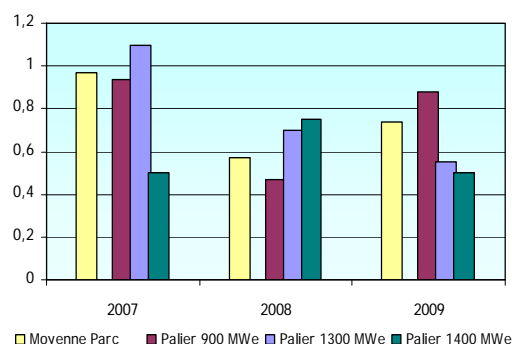


Évolution du pourcentage d'ESS pour lesquels une erreur d'un prestataire a été identifiée, de 2005 à 2009

Au cours de la période 2005-2009, le pourcentage d'événements significatifs pour la sûreté pour lesquels EDF a identifié au moins une erreur d'un prestataire est en hausse. Ce qui en soi n'est pas anormal du fait de l'augmentation du nombre d'activités sous-traitées. Il paraît donc important qu'EDF mette en place des organisations robustes et les ressources nécessaires à la maîtrise des activités sous-traitées. A ce sujet, les résultats du projet « Performance humaine » mis en œuvre par EDF sur le parc sont variables selon les centrales.

Les arrêts automatiques du réacteur

Le plan d'actions national d'EDF pour la réduction du nombre des arrêts automatiques des réacteurs (AAR) a montré son efficacité en 2008 puisque le nombre moyen d'AAR par réacteur est passé de 1,09 en 2006 à 0,57 en 2008, soit une réduction de 48 %. Si cette tendance est bien confirmée en 2009 pour les réacteurs de 1300 et de 1450 MWe, elle ne l'est pas, par contre, pour les réacteurs de 900 MWe, pour lesquels le nombre moyen



Évolution du nombre d'arrêts automatiques des réacteurs

d'arrêts automatiques par réacteur a presque doublé entre 2008 et 2009. 40 % des AAR en 2009 sont dus à des actions humaines et 60 % sont d'origine technique ou résultent d'agressions environnementales, comme par exemple l'arrivée massive de débris végétaux dans les stations de pompage de la centrale du Blayais. Le nombre d'AAR est très variable selon les centrales ; certaines ont déclaré peu d'AAR alors que d'autres en ont déclaré un nombre bien supérieur à la moyenne du parc.

Un nombre toujours élevé de non-conformités aux spécifications techniques d'exploitation

Les spécifications techniques d'exploitation

- Les règles générales d'exploitation du réacteur précisent les modalités d'exploitation à respecter pour que la démonstration de sûreté présentée dans le rapport de sûreté (RDS) reste valable.
- Les spécifications techniques d'exploitation (STE) font partie des règles générales d'exploitation (RGE). Elles ont pour rôle de définir :
 - les limites du fonctionnement normal de l'installation,
 - les fonctions de sûreté dont la disponibilité est nécessaire au contrôle, à la protection et à la sauvegarde des barrières interposées entre le combustible nucléaire et l'environnement, ainsi qu'à la mise en œuvre des procédures de conduite en cas d'incident ou d'accident,
 - la conduite à tenir en cas de dépassement d'une limite du fonctionnement normal ou d'indisponibilité d'une fonction de sûreté.

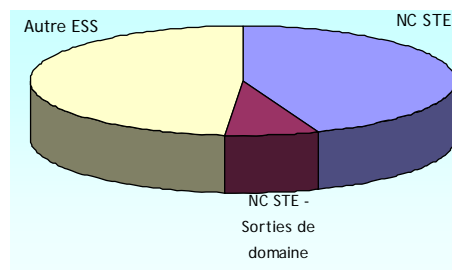
L'IRSN définit une non-conformité aux spécifications techniques d'exploitation comme le non-respect d'une règle édictée par les spécifications techniques d'exploitation. A titre d'exemple, l'indisponibilité fortuite d'un matériel ne constitue pas une non-conformité si ce matériel est réparé dans un délai prédéfini. Par contre, si cette indisponibilité a été provoquée par l'exploitant (par erreur ou omission) ou si la durée nécessaire pour corriger l'indisponibilité du matériel dépasse le délai prédéfini sans que le repli ne soit amorcé, alors il s'agit d'une non-conformité.

Le nombre de non-conformités aux spécifications techniques d'exploitation (NCSTE) est en augmentation depuis plusieurs années. Après une forte hausse au cours de la période 2004 - 2006, leur nombre continue d'augmenter légèrement tous les ans. L'IRSN a recensé 365 événements de ce type pour l'année 2009, en hausse par rapport à 2008 (354 ESS), et 2007 (339 ESS).

Comme en 2008, plus de 95 % des NCSTE résultent d'une ou plusieurs défaillances humaines ou organisationnelles. Les faiblesses constatées rejoignent celles déjà notées en 2007 et 2008 : des défaillances dans la préparation des opérations, des insuffisances dans les analyses de risques ou les contrôles réalisés au cours ou à l'issue des opérations.

Au vu de l'augmentation continue des NCSTE, EDF a engagé en 2007 un plan d'actions. L'IRSN souligne que, si les actions correspondantes ne peuvent évidemment pas produire des effets immédiats, leur pertinence et leur adéquation tardent néanmoins à être confirmées.

L'IRSN note en particulier des difficultés dans l'application des STE relatives aux grappes de commande du réacteur ainsi que de celles relatives aux dispositifs de confinement du bâtiment réacteur. Comme en 2008, les NCSTE pour lesquelles un matériel requis est rendu indisponible du fait d'une erreur humaine, représentent la moitié de l'ensemble des non-conformités en 2009. L'IRSN constate aussi le nombre élevé d'événements (58 ESS) pour lesquels la conduite à tenir, prescrite par les STE n'a pas été respectée, ce qui semble traduire des difficultés d'appropriation des règles par les équipes de conduite.



Nombre de non-conformités aux spécifications techniques d'exploitation en 2009

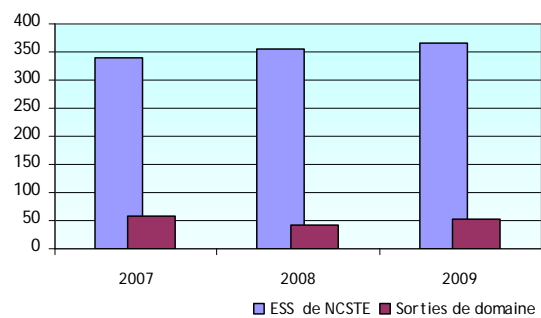
Les sorties du domaine de fonctionnement

Les domaines de fonctionnement

Le domaine de fonctionnement autorisé comprend plusieurs domaines d'exploitation allant de l'arrêt du réacteur jusqu'au fonctionnement en puissance. Pour chaque domaine d'exploitation, les spécifications techniques d'exploitation précisent les contraintes et les limites de fonctionnement à respecter pour maintenir l'état du réacteur conforme à la démonstration de sûreté. Il est strictement interdit de sortir volontairement du domaine d'exploitation dans lequel se trouve le réacteur sans respecter les « conditions requises pour changer l'état du réacteur ». En cas de sortie fortuite d'un domaine d'exploitation, l'exploitant doit tout mettre en œuvre pour revenir à la situation initiale ou à une situation correcte dans les plus brefs délais.

Les sorties de domaine de fonctionnement sont des non-conformités aux STE et font partie des ESS de non-conformités aux STE (NCSTE) recensées précédemment. Le nombre de sorties de domaine a fortement augmenté de 2004 à 2007, amenant EDF à mettre en place des plans d'action particuliers s'appuyant sur deux phases : La première est l'identification des transitoires d'exploitation présentant un risque de sortie de domaine. La seconde est l'utilisation de leviers organisationnels ou matériels pour fiabiliser la réalisation de ces transitoires.

Après une baisse de 30 % des ESS de sortie de domaine entre 2007 et 2008, qui tendait à montrer l'efficacité de ces plans d'actions, les résultats de l'année 2009 relativisent leur efficacité puisque le nombre d'ESS de sortie de domaine a augmenté de 27 % de 2008 à 2009.



Évolution du nombre de NCSTE et de sorties de domaine entre 2007 et 2009

L'IRSN note en particulier une hausse du nombre des sorties de domaine par dépassement d'une limite d'insertion des grappes de commande dans le cœur du réacteur, passant de un événement en 2008 à 8 en 2009. L'IRSN note par contre une baisse significative du nombre des sorties du domaine autorisé pour le couple «pression, température» du circuit primaire entre 2008 et 2009 (-20 %), amélioration qui pourrait être associée aux mesures mises en place en 2007. Il note également une durée moyenne des sorties de domaine en légère baisse pour l'année 2009, avec plus de 70 % des sorties d'une durée inférieure à 10 minutes.

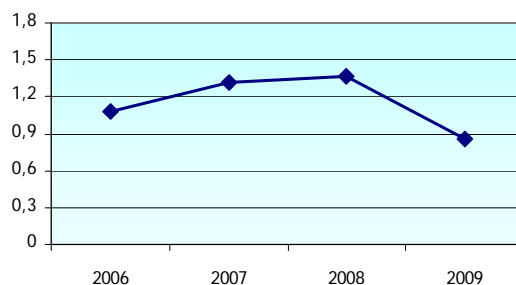
Les événements significatifs pour la sûreté concernant les non-conformités de configuration de circuit

On distingue deux types de non-conformités de configuration de circuit (N3C) selon leur origine :

- les défauts de configuration de circuits survenant dans la phase « préparation » de la mise en configuration d'un circuit : il peut s'agir de procédures incomplètes, erronées ou inexistantes, d'une mise en configuration inopportune, par exemple du fait d'un glissement de planning.
- les défauts de lignage survenant dans la phase de réalisation, appelée « lignage ».

Les défauts de configuration de circuit. Les événements relatifs aux défauts de configuration de circuit ont leur origine dans la phase de préparation d'une mise en configuration avant lignage et concernent plus particulièrement les documents opératoires et les procédures utilisés pour planifier l'activité. Au même titre que les erreurs de lignage, les erreurs de configuration de circuit affectent la sûreté de l'installation notamment lorsqu'elles constituent des non-conformités aux STE et conduisent à des indisponibilités de matériels.

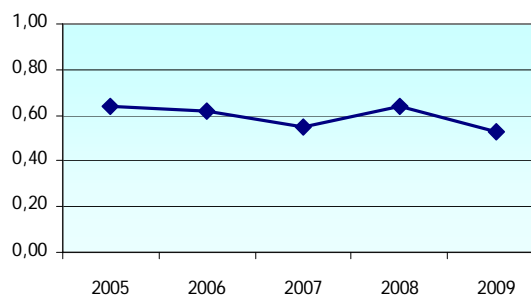
En 2009, le nombre moyen d'événements significatifs dus à une mauvaise configuration de circuit a été de 0,86 par réacteur. Après une hausse entre 2006 et 2008, une baisse significative (37 %) est constatée en 2009 grâce à la mise en œuvre de meilleures pratiques et à une meilleure déclinaison des référentiels dans les centrales.



Évolution du nombre moyen d'ESS de configurations par tranche entre 2006 et 2009

Les défauts de lignage

L'activité de lignage d'un circuit a pour finalité de le rendre disponible pour son exploitation. Un lignage est réalisé, soit pour effectuer une intervention de maintenance, soit pour tester un circuit afin de s'assurer de sa disponibilité, soit pour réaliser un changement d'état du réacteur. Cette activité routinière est source d'erreurs du fait du nombre important de lignages à réaliser, en particulier lors des phases d'arrêt. De plus, la difficulté de ces lignages n'est pas toujours prise en compte de manière suffisante, que ce soit dans la préparation, dans l'utilisation des documents supports ou dans le contrôle de l'action réalisée. Les erreurs de lignage affectent la sûreté de l'installation lorsqu'elles conduisent à des indisponibilités (voire à des dommages) de systèmes importants pour la sûreté.



Évolution du nombre moyen d'ESS de lignage par tranche entre 2005 et 2009

Le nombre d'ESS de ce type reste relativement stable depuis 2005 malgré la mise en œuvre de meilleures pratiques sur les sites et le déploiement d'actions spécifiques. Cependant les 0,53 ESS de défaut de lignage en moyenne par réacteur déclarés en 2009 représentent moins de 5 % du nombre total d'ESS du parc, valeur qu'il faut également mettre en regard du nombre important de mises en configuration de circuits réalisées tous les ans. L'évolution du nombre d'ESS relatifs aux lignages contribue toutefois à l'appréciation de la capacité de l'organisation de l'exploitant d'une centrale à conduire de manière rigoureuse l'installation et à détecter et traiter les éventuelles dérives.

Les condamnations administratives

Certains lignages de circuits importants pour la sûreté sont gérés par des « condamnations administratives ». Tout oubli ou toute erreur dans la pose ou la levée d'une condamnation administrative présente des risques du point de vue de la sûreté car certains systèmes ou protections pourraient alors ne pas remplir leur fonction. L'IRSN reste donc attentif à l'évolution du nombre des non-respects de condamnations administratives.

Les « condamnations administratives » sont des consignations physiques (cadenas, chaînes) installées sur les matériels dans le but d'assurer à tout moment la conformité des lignages. Elles sont gérées de manière formelle et administrative (registre centralisé). Les condamnations administratives constituent une ligne de défense contre les défauts de lignage sur des circuits importants pour la sûreté.

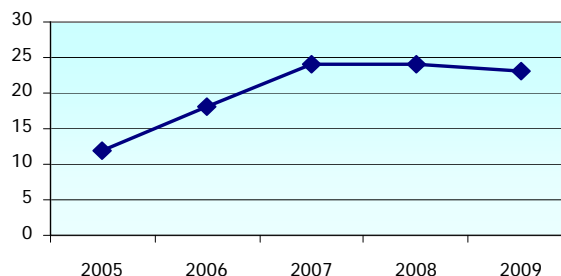
Les écarts constatés dans la pose ou la levée de condamnations administratives peuvent être attribués à des défaillances dans l'organisation des activités. Leur détection tardive peut être le signe d'une vigilance insuffisante dans l'exploitation de la centrale. L'examen par l'IRSN des événements significatifs ayant affecté

le parc électronucléaire d'EDF au cours de la période 2003-2005 a mis en évidence une augmentation des défaillances dans la gestion des condamnations administratives. Cette hausse s'est poursuivie jusqu'en 2007. Pour l'année 2009, 23 ESS de ce type ont été recensés, nombre sensiblement identique à ceux des années 2007 et 2008.

L'IRSN note que les plans d'actions nationaux mis en œuvre par EDF n'ont pas la même efficacité dans toutes les centrales. Alors que le nombre d'ESS de type erreur de condamnation administrative a baissé sur plusieurs centrales en 2009 (8 n'en ont pas déclarés), près des deux tiers de ces ESS sont survenus dans seulement quatre centrales.

La majorité (15 sur 23) des ESS de type erreur de condamnation administrative sont :

- Une absence de pose de condamnation administrative (6 ESS) ;
- un « lapsus » (organe condamné ouvert au lieu de fermé, par exemple) ou un « raté » (pose incomplète, par exemple) dans une condamnation administrative (9 ESS).



Évolution du nombre d'ESS de type erreurs de condamnation administrative de 2005 à 2009

Les indisponibilités de matériels importants pour la sûreté

En hausse sur la période 2004-2006, le nombre d'indisponibilités de matériels importants pour la sûreté a diminué en 2007 et 2008, tendance confirmée en 2009. La baisse est de l'ordre de 2,5 % pour l'année 2009 en moyenne sur le parc ; on note, là aussi, des disparités entre centrales. Pour la première fois depuis 2005, le nombre de défaillances de certains systèmes importants pour la sûreté est en baisse significative ; c'est le cas pour l'alimentation de secours des générateurs de vapeur, pour l'injection de sécurité ou encore pour la réfrigération intermédiaire. Par contre, l'IRSN constate une augmentation continue depuis 2005 du nombre d'indisponibilités des groupes électrogènes de secours, passant d'environ cinq en 2005 à presque une trentaine en 2009. Pour une grande part, ces indisponibilités sont liées à des erreurs lors d'interventions de maintenance.

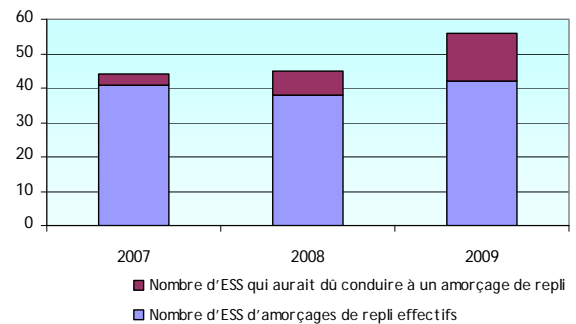
Les amorçages de repli

L'évolution du nombre annuel d'amorçages de repli permet d'apprécier, entre autres, l'évolution des aléas d'exploitation ayant une incidence sur la sûreté. Le nombre annuel d'amorçages de repli semble se stabiliser depuis 3 ans autour d'une valeur moyenne de 40 amorçages de repli effectifs par an (42 pour l'année 2009 pour l'ensemble du parc). La disparité entre les centrales est toutefois importante ; en effet, 10 réacteurs, sur les 58 du parc, cumulent à eux seuls la moitié des amorçages de repli.

Les contrôles pratiqués pendant le fonctionnement du réacteur permettent de découvrir des défaillances ou des signes de dysfonctionnement de certains équipements qui participent à la sûreté. En fonction de leur gravité, les spécifications techniques d'exploitation imposent à l'exploitant de « replier » le réacteur dans un état plus sûr (état de repli) que l'état initial dans lequel a été découverte l'anomalie. L'amorçage du repli constitue le début de réalisation des opérations visant à rejoindre l'état de repli. Il est précédé d'une période appelée « délai d'amorçage », permettant à l'exploitant, soit de réparer l'anomalie ou de mettre en œuvre des mesures palliatives pour maintenir le réacteur dans l'état initial, soit de préparer le repli si l'anomalie n'est pas réparée ou compensée dans ce délai.

La grande majorité des amorçages de repli effectifs (85 %) ont été effectués conformément à la conduite prescrite dans les STE. Les 15 % restants ont été effectués avec un dépassement du délai maximum imposé par les STE pour amorcer le repli.

Le nombre d'indisponibilités pour lesquelles le repli n'a pas été réalisé alors qu'il était prescrit, est en nette augmentation depuis plusieurs années, et notamment entre 2008 et 2009, passant de 7 à 14 ESS. L'IRSN constate que ces événements sont dus à un diagnostic erroné de la situation, une détection tardive ou une analyse de risque erronée. L'augmentation du nombre de ce type d'événements doit amener l'exploitant à s'interroger sur l'état d'appropriation des spécifications techniques d'exploitation par les équipes de conduite.



Évolution du nombre d'amorçages de repli entre 2007 et 2009

Le référentiel documentaire

L'analyse de l'IRSN pour l'année 2009 a montré que près d'un tiers des ESS résultent de l'utilisation d'une documentation présentant des défauts (procédure erronée, mise à jour non faite ou incomplète, etc). Le référentiel documentaire est en évolution permanente, avec parfois des mises à jour longues et complexes d'un grand nombre de documents. Ces évolutions « rapides » du référentiel documentaire ont pour conséquences une intégration complexe de ces évolutions dans la documentation opérationnelle des centrales et une appropriation difficile par les équipes d'exploitation. Depuis plusieurs années, la part des événements ayant pour origine un dysfonctionnement lié à l'utilisation de procédures (en dehors des essais périodiques) est élevée et augmente, passant de moins de 25 % en 2007 à 30 % pour l'année 2009.

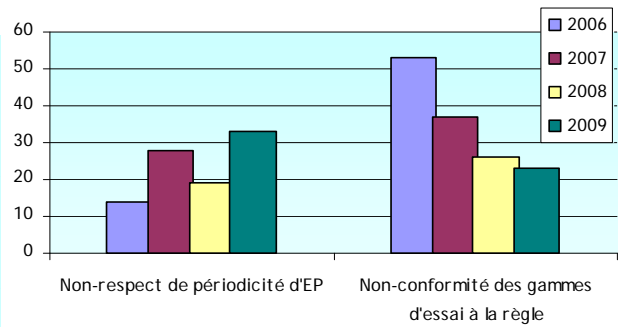
Les essais périodiques

Les essais périodiques (EP) sont réalisés pour vérifier, au cours de l'exploitation des réacteurs, la disponibilité des circuits et des matériels associés assurant des fonctions de sûreté, ainsi que la disponibilité des moyens indispensables à la mise en œuvre des procédures de conduite incidentelle ou accidentelle.

Un matériel ou un système est déclaré disponible si la périodicité prévue pour les essais correspondants est respectée et si les résultats de ces essais sont satisfaisants.

Depuis 2007, EDF déploie un « Projet d'Homogénéisation des Pratiques et des Méthodes » (PHPM) qui vise à standardiser la documentation et à améliorer son adaptation aux besoins des utilisateurs. Dans ce cadre, EDF a décidé de remplacer progressivement les documents opératoires spécifiques à chaque centrale par des modes opératoires standardisés communs à l'ensemble des centrales dotées de réacteurs de même palier (voir l'article sur ce sujet dans [le rapport public IRSN relatif à l'année 2007](#)). L'examen des effets de cette démarche montre une réduction des non-conformités dans les gammes d'essais périodiques (une baisse enregistrée depuis 2007). Toutefois, l'IRSN constate que quelques centrales de 900 MWe présentent encore un nombre important de non-conformités imputables à la rédaction des documents opératoires.

Pour ce qui concerne le non-respect de la périodicité des essais périodiques, l'IRSN note une tendance à la hausse du nombre de ces non-respects, malgré la baisse constatée en 2008, qui apparaît comme une valeur singulière. Les efforts entrepris par EDF en termes de gestion d'exploitation, notamment de rigueur dans la planification des EP, ne semblent donc pas suffisants. Il faut toutefois rapporter l'importance du nombre d'ESS de ce type relevé en 2009 aux milliers d'essais réalisés annuellement sur tous les réacteurs du parc.



Évolution du nombre de non-respects de la périodicité des essais périodiques et de non-conformités des gammes d'essai aux documents de référence entre 2007 et 2009

Les performances dans la détection et la récupération des écarts

L'IRSN distingue deux tendances dans les délais de détection des événements significatifs, selon leur mode de détection. Ceux qui sont détectés grâce à la surveillance en salle de commande le sont avec des délais très courts, ce qui montre une bonne vigilance des opérateurs. Le délai de détection des autres écarts, non détectables en la salle de commande, s'est par contre allongé (le délai moyen de détection est de 25 minutes en 2009 et, sur la période 2004-2009, le délai de détection de ces écarts est en moyenne trois fois plus long que sur la période 2000-2003).

Une fois un écart détecté, la récupération de la situation est généralement efficace puisqu'en moyenne elle est effective au bout d'une trentaine de minutes (il s'agit du délai entre la détection de l'événement et le moment où toutes les fonctions de sûreté du réacteur sont rétablies). Cette performance, relativement constante d'une année sur l'autre, montre que la réactivité de l'exploitant ne se détériore pas au fil des années pour maintenir la sûreté des réacteurs.

EVENEMENTS ET INCIDENTS

L'analyse des événements et des incidents constitue une activité essentielle de l'IRSN dans le cadre du suivi de l'exploitation des centrales. Analyser un événement ou un incident suppose tout d'abord une bonne connaissance des faits et du contexte dans lequel il s'est produit. Les origines des événements ou incidents sont diverses : défaillances humaines ou organisationnelles, pannes matérielles, erreurs de conception. Les origines peuvent aussi être extérieures aux centrales, comme par exemple les agressions climatiques. Ce chapitre présente une sélection des événements survenus en 2009.

Plusieurs événements ont affecté la « source froide » des centrales au cours de l'année 2009. Le plus marquant est celui survenu à la centrale de Cruas, où une arrivée massive de végétaux a bloqué l'entrée d'eau dans l'une des stations de pompage, conduisant à la perte totale du refroidissement de systèmes importants pour la sûreté du réacteur n°4. D'autres événements affectant la « source froide » ont affecté des centrales du parc EDF ; certains sont consécutifs à des phénomènes naturels, d'autres ont eu pour origine des faiblesses dans la surveillance et l'exploitation. Ces situations montrent que la vigilance reste de mise pour garantir la fiabilité de la source froide.

Plusieurs fissures par corrosion ont été détectées dans les tubes des générateurs de vapeur du réacteur n°3 du Bugey lors de son arrêt pour rechargement. Ce type d'endommagement, difficile à détecter, a conduit EDF à mettre en œuvre un programme spécifique de contrôles et d'expertises, dont les conclusions ont entraîné la décision de remplacer les générateurs de vapeur de ce réacteur avant son redémarrage.

Le nombre d'événements significatifs en radioprotection décroît depuis 2007 et on constate une diminution régulière des doses individuelles depuis une dizaine d'année. La dosimétrie collective est par contre en augmentation depuis deux ans, en partie du fait d'aléas techniques exceptionnels qui ont entraîné un allongement du temps de présence des agents en zone contrôlée. Parmi les événements relevés, ceux relatifs aux accès en zone contrôlée restent les plus nombreux. Des progrès ont été enregistrés en matière de radioprotection lors des contrôles radiographiques des soudures, avec en 2009 une réduction sensible du nombre d'événements survenant lors de ces contrôles. Toutefois, l'analyse par l'IRSN de l'incident survenu à la centrale de Flamanville lors de contrôles radiographiques montre que la sécurité dans ce domaine d'activité peut encore progresser et que rien n'est jamais acquis.

Vulnérabilités de la « source froide »

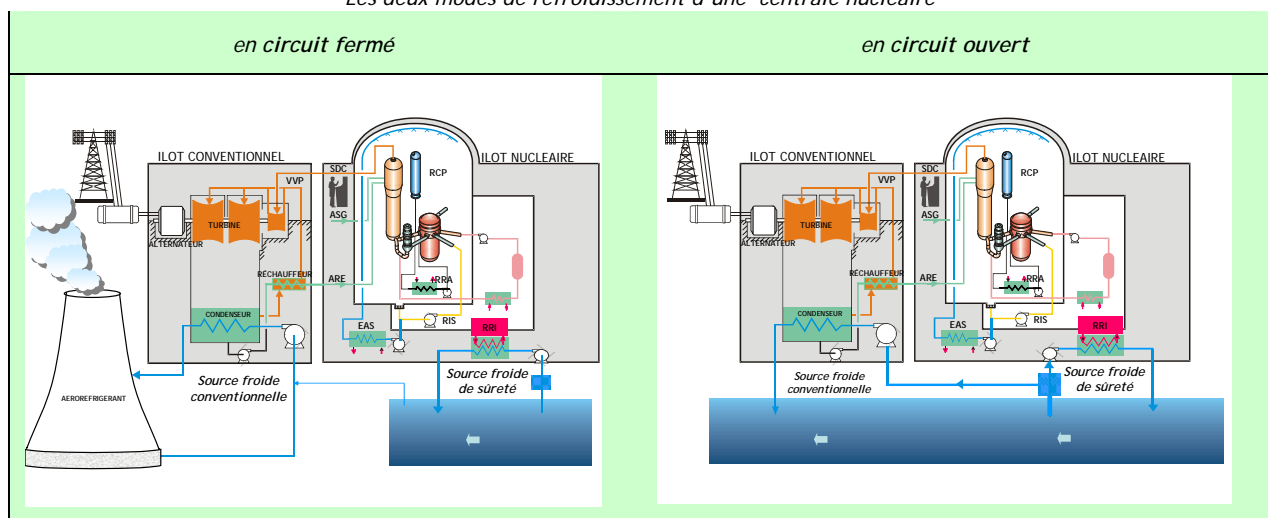
Le 2 décembre 2009, une arrivée massive de végétaux a bloqué l'entrée d'eau dans une des stations de pompage de la centrale nucléaire de Cruas, conduisant à la perte totale du refroidissement de systèmes importants pour la sûreté du réacteur n°4. Au cours de l'année 2009, d'autres événements ont affecté la « source froide » des réacteurs. Certains sont consécutifs à des phénomènes naturels comme le frasil à la centrale de Chooz B ou les débris végétaux à la centrale du Blayais. D'autres ont eu pour origine des faiblesses dans la surveillance et l'exploitation de la « source froide » comme à la centrale de Fessenheim ou à la centrale du Tricastin. Pour l'IRSN, ces situations montrent que la vigilance reste de mise pour garantir la fiabilité de la source froide.

Principe du refroidissement d'une centrale nucléaire

Une centrale nucléaire a besoin en permanence, qu'elle soit en fonctionnement ou à l'arrêt, d'être refroidie à l'aide d'une source d'eau froide : l'eau de mer ou l'eau de la rivière. Ce refroidissement est assuré par deux circuits : le circuit de refroidissement des systèmes importants pour la sûreté et le circuit de refroidissement de la partie conventionnelle où se trouvent la turbine et l'alternateur avec lequel l'électricité est produite.

Le circuit de refroidissement de la partie conventionnelle a pour rôle de refroidir l'eau du circuit secondaire, plus précisément de refroidir, grâce à des pompes de circulation appelées pompes CRF, la vapeur d'échappement de la turbine dans le condenseur. Suivant l'emplacement choisi pour une centrale nucléaire, il s'agit d'un circuit ouvert ou d'un circuit fermé.

Les deux modes de refroidissement d'une centrale nucléaire



En *circuit fermé*, l'eau du circuit de refroidissement, qui s'est échauffée dans le condenseur, est refroidie par un courant d'air dans une tour de refroidissement, appelée aéroréfrigérant. Une partie de l'eau s'évapore dans l'atmosphère (panache de vapeur d'eau) ; l'autre partie retourne au condenseur, un appoint d'eau est réalisé pour compenser l'eau évaporée;

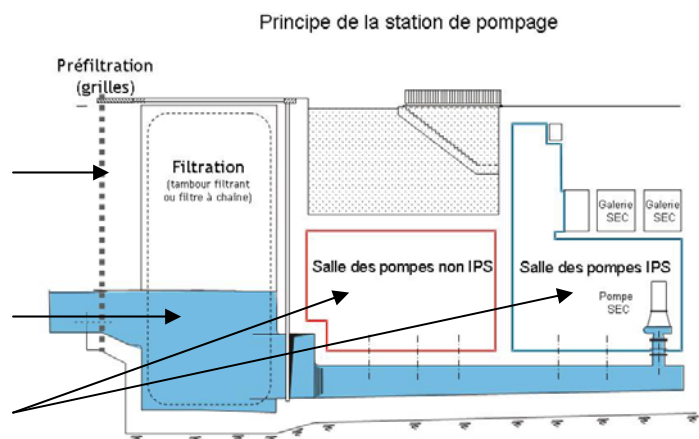
En *circuit ouvert*, l'eau est directement prélevée dans la rivière ou la mer, traverse le condenseur puis retourne dans la rivière ou la mer (par un chenal ou des conduites).

Le circuit de refroidissement des systèmes importants pour la sûreté (IPS), appelé circuit SEC (ou SEB à Fessenheim et à Bugey), assure, à l'aide d'un système d'échangeurs, le refroidissement d'un circuit intermédiaire (RRI), qui a lui-même pour fonction de refroidir les éléments et systèmes implantés dans l'îlot nucléaire, notamment les systèmes de sauvegarde : le système d'injection de sécurité (appelé système RIS) et l'aspersion dans l'enceinte (appelé système EAS).

Il est conçu en circuit ouvert sur la mer ou la rivière (sauf pour la centrale nucléaire de Civaux qui comporte une source froide en circuit fermé avec des aéroréfrigérants spécifiques). L'eau est directement prélevée dans la rivière ou dans la mer. Après filtration, elle est acheminée par des pompes jusqu'aux échangeurs qui refroidissent le système RRI, puis retourne à la mer ou à la rivière.

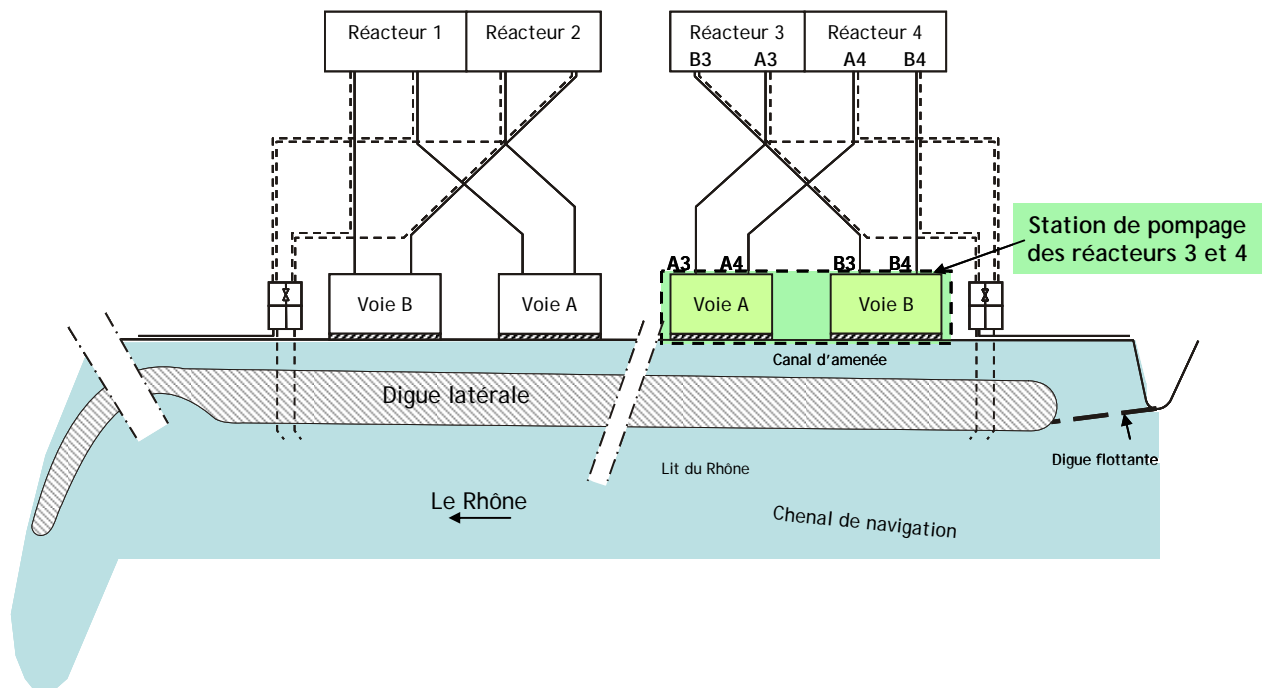
En cas de perte du circuit d'eau brute SEC, le circuit de refroidissement intermédiaire RRI n'est plus refroidi et ne peut donc plus lui-même refroidir les matériels des systèmes de sauvegarde du réacteur. Le réservoir d'eau du circuit de traitement et de refroidissement des piscines PTR est alors utilisé pour refroidir temporairement le circuit RRI. Dans le même temps, le système d'alimentation de secours des générateurs de vapeur ASG assure, en tant que système de sauvegarde, l'évacuation de la puissance résiduelle. Les réserves d'eau du système ASG permettent d'assurer cette évacuation pendant un délai suffisamment long pour rétablir la « source froide ».

- un système de préfiltration constitué de grilles fixes, permet d'arrêter les corps flottants volumineux (branches...) charriés par l'eau de la mer ou de la rivière ;
- une filtration mécanique est réalisée par des tambours filtrants ou des filtres à chaînes munis d'un système de lavage ;
- des pompes des circuits de refroidissement.



La perte totale du refroidissement de systèmes importants pour la sûreté à Cruas

A la suite d'une augmentation de débit dans le Rhône, une masse exceptionnelle de débris végétaux accumulés les mois précédents dans le lit et sur les berges du fleuve, a obstrué, dans la nuit du 1^{er} au 2 décembre 2009, l'entrée de la station de pompage des réacteurs n°3 et n°4 de la centrale de Cruas. Le colmatage des grilles de préfiltration a conduit à une baisse du niveau d'eau dans la station de pompage et à une réduction du débit de refroidissement. L'apparition de l'alarme « bas débit » sur la voie en service (voie A) du circuit de refroidissement des systèmes importants pour la sûreté (IPS) du réacteur n°4 (repérée A4 sur la figure ci-dessous) a conduit l'exploitant à appliquer les procédures prévues pour ce type de situation. Il a procédé à l'arrêt automatique du réacteur n°4 et au basculement du refroidissement des systèmes IPS sur la voie B (repère B4). Lors du basculement, l'exploitant a constaté que la voie B n'était pas non plus opérationnelle du fait du colmatage de la prise d'eau.



La situation où les deux voies du circuit de refroidissement des systèmes IPS sont indisponibles est appelée « perte totale de la source froide ». Cet incident a été classé au niveau 2 sur l'échelle INES ; c'est la première fois qu'une perte simultanée des deux voies du système de refroidissement des systèmes IPS affecte un réacteur à eau sous pression du parc d'EDF.

Conformément à la conduite à tenir dans une telle situation, l'exploitant a déclenché le plan d'urgence interne (PUI) de la centrale à minuit le 1^{er} décembre 2009. L'organisation nationale de crise a alors été mise en œuvre, impliquant notamment les centres techniques de crise d'EDF, de l'ASN et de l'IRSN ([cf. communiqué IRSN](#)). La « perte totale de la source froide » du réacteur n°4 a duré environ 10 heures. Toutefois, durant toute la durée de l'incident, le refroidissement du cœur du réacteur a toujours été assuré par les générateurs de vapeur qui étaient disponibles.

En application des procédures qui prévoient l'utilisation de la réserve d'eau du circuit de refroidissement des piscines du réacteur et d'entreposage des combustibles usés comme source froide de secours, le réacteur n°4 a

ensuite été maintenu dans un état sûr. Dans le même temps, l'exploitant a nettoyé les dispositifs de filtration de la station de pompage et les échangeurs de refroidissement. Ces nettoyages ont permis de retrouver la disponibilité des deux voies de refroidissement des systèmes importants pour la sûreté en tout début de matinée le 2 décembre 2009 et le PUI a alors été levé.

Le fonctionnement des trois autres réacteurs de la centrale nucléaire de Cruas a également été perturbé, mais de façon moindre. Les réacteurs n°3 et n°4 ayant une station de pompage commune, des signaux d'alerte sont apparus le 1^{er} décembre sur le réacteur n°3. La voie B du circuit de refroidissement des systèmes IPS du réacteur n°3 (repère B3) a été déclarée indisponible le 1^{er} décembre en fin d'après-midi et ceci a duré jusqu'au lendemain matin. Toutefois, la voie A du réacteur n°3 (repère A3) est toujours restée disponible. Quant à la station de pompage des réacteurs n°1 et n°2, elle a subi une arrivée de débris moins importante, qui a toutefois entraîné la perte de la voie B du circuit de refroidissement des systèmes IPS du réacteur n°2, le 2 décembre. Pendant la durée de cette indisponibilité (environ 6 heures), l'exploitant a appliqué les procédures de conduite correspondantes et s'est assuré de la disponibilité de la voie A, en procédant à des nettoyages renforcés des grilles de préfiltration à l'entrée de la station de pompage.

L'obstruction de l'entrée des stations de pompage a été provoquée par une plante aquatique appelée « Élodée ». Cette plante, originaire d'Amérique du Nord, est apparue au début des années 80 dans les lacs suisses, puis dans le Rhône à partir des années 90. Elle est constituée de tiges extrêmement longues et fines (jusqu'à 3 m de longueur), pourvues de petites feuilles. En raison de la hausse du débit du Rhône, l'exploitant du barrage hydraulique situé en amont de la centrale nucléaire de Cruas a procédé à une dérivation du débit du canal est dans la branche ouest (lit naturel) où se trouve la centrale. Cette action a entraîné le charriage d'une masse importante de débris de cette plante accumulés depuis plusieurs mois dans le lit et sur les berges du Rhône.



Masse de plantes à l'origine du colmatage

Bien que la perte de la « source froide » ait été correctement gérée par l'exploitant qui a appliqué la procédure prévue, il est important de bien comprendre les causes et d'identifier les points qui pourront être améliorés pour faire face à un tel phénomène de colmatage, aussi bien en termes de conception des stations de pompage que de procédures de gestion de ce type d'événement. Dans cet objectif, l'IRSN procède actuellement à une évaluation complète de l'incident sous plusieurs angles (conception des systèmes, agressions naturelles, procédures de conduite, gestion de la crise, études probabilistes de sûreté), en tenant compte des enseignements qu'en a tirés l'exploitant.

Il est également important de rappeler que le risque de perdre des systèmes redondants, et notamment les « sources froides », a été mis en évidence dès les années 80 et a fait l'objet d'études réalisées alors par l'IPSN. A la demande de l'ASN, des procédures spécifiques ont été mises en place sur l'ensemble des réacteurs d'EDF. D'ailleurs, dès les années 90, l'IPSN avait relevé que la prévention de l'accumulation de débris à l'entrée des

stations de pompage au niveau de la préfiltration devait être renforcée notamment par des dispositions de détection fiables en station de pompage.

L'incident survenu à Cruas rappelle l'importance de se réinterroger périodiquement, en particulier vis-à-vis de l'incidence des évolutions de l'environnement naturel, sur la qualité de l'eau et de vérifier l'adéquation des procédures et dispositions existantes avec ces évolutions environnementales. Un autre événement, survenu à la centrale de Blayais, met également en évidence l'impact des évolutions environnementales en 2009.

L'arrivée massive de débris végétaux dans les stations de pompage de la centrale du Blayais

En février et mars 2009, le fonctionnement des réacteurs de la centrale du Blayais a été fortement perturbé par de fréquents déclenchements de pompes d'alimentation des condenseurs (CRF) à la suite d'une détection d'une « perte de charge élevée » des tambours filtrants. A trois reprises, ces déclenchements ont conduit à l'arrêt automatique des réacteurs.

Les colmatages des tambours filtrants ont eu pour origine des arrivées massives de débris végétaux (principalement des feuilles d'arbres en décomposition) et de sédiments. Leur présence en quantité importante dans l'estuaire de la Gironde en cette période de l'année n'est pas exceptionnelle. Toutefois, la conjonction d'une crue des affluents de la Gironde fin janvier et d'une tempête début février a provoqué la remise en suspension d'une quantité plus importante que d'ordinaire de sédiments et de débris végétaux dans l'estuaire, jusqu'aux stations de pompage. De plus, le phénomène a été accentué du fait de l'absence de dragage au niveau des prises d'eau dans la Gironde à cette période de l'année. En effet, les nouvelles réglementations environnementales concernant la préservation d'espèces protégées dans l'estuaire de la Gironde (migration des alevins de l'anguille) interdisent les opérations de dragage aux mois de janvier et février (le dernier dragage datait de novembre 2008).

Outre les arrêts automatiques des réacteurs, ces colmatages auraient pu conduire à une situation de perte du refroidissement des systèmes IPS d'un des réacteurs de la centrale du Blayais, analogue à celle rencontrée à Cruas fin 2009. Afin d'éviter le renouvellement d'une telle situation, une nouvelle consigne a été mise en place à la centrale nucléaire du Blayais pour anticiper la conduite du réacteur à tenir lors de l'arrivée de débris.

Des dispositions de protection contre les phénomènes naturels sont prises à la conception des stations de pompage. Toutefois, des modifications relatives à la gestion des fleuves comme par exemple des mesures destinées à mieux protéger l'environnement peuvent avoir une incidence sur le fonctionnement des centrales. L'IRSN souligne que les impacts possibles de ces modifications doivent être examinés, ce qui nécessite une concertation étroite entre les exploitants des centrales et les administrations concernées.

L'obstruction partielle de la grille à l'entrée du canal d'amenée d'eau par du frasil à Chooz B

Le 9 janvier 2009 au matin, après une nuit très froide (-15°C), l'exploitant de la centrale nucléaire de Chooz B a détecté, lors d'une ronde de surveillance, un écart d'environ 2 mètres entre le niveau d'eau de la Meuse et le niveau d'eau du canal d'amenée (portion entre la grille et la station de pompage). Cet écart était dû à la formation de glace sur la grille séparant le chenal et le canal d'amenée. Ce phénomène a conduit à un blocage partiel de l'écoulement vers la prise d'eau et à l'atteinte d'un niveau d'eau dans le canal d'amenée inférieur

au niveau minimum requis pour la sûreté, appelé cote des Plus Basses Eaux de Sécurité (PBES). Cette baisse de niveau n'a toutefois pas entraîné de dysfonctionnement des pompes du circuit de refroidissement des systèmes IPS ; un niveau d'eau dans le canal d'amenée légèrement inférieur aurait néanmoins pu conduire à des conséquences importantes pour la sûreté en affectant les performances de ces pompes sur un, voire les deux réacteurs de la centrale nucléaire. Au cours de la matinée, la déchirure de la toile d'un panneau filtrant du filtre à chaînes de la voie B du réacteur n°2 a été constatée, qui a provoqué un colmatage au niveau des échangeurs SEC/RRI de cette voie, puis une baisse rapide du débit de refoulement de la pompe du circuit SEC de la voie B, sans toutefois compromettre l'efficacité du refroidissement.

A la suite de la découverte de l'obstruction partielle de la grille du canal d'amenée, EDF a fait appel aux sapeurs pompiers pour dégager la grille avec des outils adaptés et briser la glace au centre du chenal à l'aide d'un bateau. Pour éviter une nouvelle obstruction de la grille, un dispositif mobile d'apport d'eau chaude a été mis en place en amont de la grille.

Le phénomène qui s'est produit à Chooz B est appelé « frasil » : des cristaux de glace collante se forment au sein d'un écoulement turbulent à faible vitesse à des températures légèrement inférieures à 0°C pour l'eau douce. A Chooz B, compte tenu des faibles vitesses d'écoulement dans le chenal au niveau de la prise d'eau, la formation de frasil est apparue dans le chenal, avec adhésion des cristaux de glace sur la partie des barreaux de la grille se trouvant face au sens d'écoulement de l'eau. Le dépôt de frasil sur la face amont des barreaux a ensuite augmenté de manière continue. Cette augmentation, aussi bien en largeur qu'en profondeur, s'est poursuivie jusqu'à former des « ponts » entre les barreaux adjacents, s'opposant au passage de l'eau. Un « mur » de frasil est alors constitué sur toute l'épaisseur des barreaux des grilles.

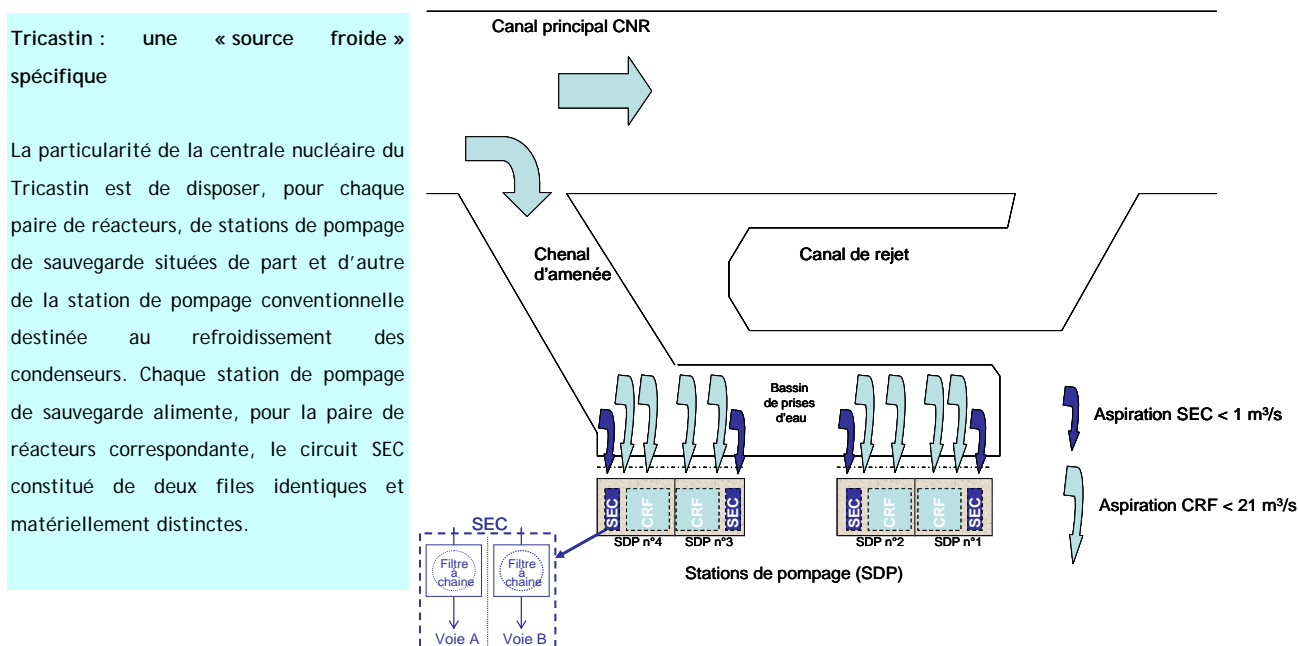
A la conception de la centrale de Chooz B, afin d'écarter le risque d'obstruction par la glace à l'intérieur de la station de pompage, un dispositif, appelé « recirculation d'hiver », avait été mis en place pour permettre de maintenir une température de l'eau supérieure à 3°C à l'entrée de la station de pompage. En revanche, le risque d'obstruction rapide de la grille du canal d'amenée d'eau n'ayant pas été envisagé, aucun dispositif de protection n'avait été prévu en amont de cette grille.

Depuis plusieurs années, l'IRSN avait alerté EDF sur ce phénomène peu courant en France. Ainsi, dans le cadre des études réalisées jusqu'à fin 2008 à l'occasion du réexamen de sûreté associé aux troisièmes visites décennales des réacteurs de 900 MWe, l'IRSN avait estimé que les dispositions de protection de ces réacteurs à l'égard du frasil n'étaient pas suffisantes ([cf. rapport public DSR n°285](#)). De son côté, EDF, après avoir mené des études visant à approfondir les connaissances sur ce phénomène, avait estimé qu'en cas de survenue d'un frasil, l'eau « continuerait à circuler ». L'IRSN ne peut que rappeler ici l'importance de se réinterroger périodiquement sur la suffisance des dispositions de protection contre les phénomènes climatiques.

Les événements décrits ci-dessus, liés à des phénomènes naturels, montrent l'importance de disposer de stations de pompage robustes et aptes à remplir leurs missions. Or, en 2009, d'autres événements, présentés ci-après, liés cette fois à l'exploitation proprement dite des installations, auraient pu être évités. Ils rappellent que la surveillance et la prévention sont fondamentales pour la sûreté des installations.

Défaillance du dispositif de filtration résultant du désenvasement du canal d'amenée du Tricastin

En 2009, à la centrale nucléaire du Tricastin, une opération courante de dragage du canal d'amenée a provoqué un glissement de sédiments dans la chambre de filtration entraînant la défaillance d'un filtre à chaînes. Les causes de cet événement sont identiques à celles d'un événement similaire survenu en 2004, à savoir une vigilance insuffisante exercée sur la filtration SEC pendant les opérations de dragage et un mode opératoire inadapté. Lors de ces deux événements, bien que l'alarme de dépassement d'un seuil de différence de pression entre l'amont et l'aval du filtre à chaînes soit apparue, les actions manuelles prévues n'ont pas permis d'éviter la détérioration du filtre à chaînes. Ceci a conduit à la perte d'une voie de la filtration SEC du réacteur n°3 avec percement et déformation des panneaux filtrants.



Pour l'IRSN, le risque de défaillance du circuit SEC n'existe pas seulement lors des opérations de dragage du canal d'amenée, mais aussi en cas de forts remous dans l'eau alimentant les stations de pompage, augmentant brutalement sa turbidité, comme par exemple lors d'une inondation ou d'un séisme. En effet, lors de tels événements, des dépôts ou des glissements de sédiments au fond de la chambre de filtration pourraient se produire. Pour cette raison, lors du réexamen de sûreté des réacteurs à eau sous pression de 900 MWe à l'occasion de leurs troisièmes visites décennales ([Rapport public DSR n°285](#)), l'IRSN avait déjà recommandé que le maintien opérationnel des filtres à chaînes SEC de la centrale nucléaire du Tricastin soit justifié en cas de séisme ou d'inondation. L'incident de 2009 rappelle l'importance de tirer les enseignements des événements survenant au cours de l'exploitation, afin d'adapter les équipements et les pratiques aux exigences correspondant à leurs missions tout au long de l'exploitation des réacteurs.

Perte partielle des sources froides des deux réacteurs de la centrale de Fessenheim suite au soulèvement d'un tambour filtrant à Fessenheim

Le 25 décembre 2009, une crue du Rhin a eu pour effet d'augmenter la vitesse de l'eau dans le Grand Canal d'Alsace et de mettre en suspension des débris végétaux provenant du bassin versant du Rhin. Dans la nuit du 26 au 27 décembre 2009, le réacteur n°2 de la centrale de Fessenheim était en cours de redémarrage après un arrêt de production de 2 jours pour une opération de maintenance. Les deux pompes CRF étaient à l'arrêt. Seul le circuit SEB de refroidissement des systèmes IPS était alimenté par l'eau provenant de la station de pompage. Les débris végétaux ont été entraînés vers l'entrée de la station de pompage, mais du fait du faible débit appelé par le seul circuit SEB, l'eau chargée en débris n'a pas atteint les tambours filtrants. Aussi, les débris se sont accumulés sur les grilles de préfiltration à l'entrée de la station de pompage. Au redémarrage de la première pompe CRF, les débris ainsi accumulés ont été brutalement aspirés dans la station de pompage, ce qui a provoqué un soulèvement du tambour filtrant correspondant. Les débris ont alors contourné le système de filtration, ont encrassé le circuit de refroidissement des systèmes IPS et colmaté les échangeurs de chaleur équipant ce circuit. Des alarmes de perte du refroidissement des systèmes IPS sont alors apparues sur les deux réacteurs de la centrale de Fessenheim.

Pour le réacteur n°1, qui était à l'arrêt et dont tout le combustible avait été déchargé dans la piscine de désactivation, la perte du circuit de refroidissement des systèmes IPS a eu pour seule conséquence la perte du refroidissement de la piscine de désactivation. En application de la procédure prévue pour ce type de situation, les opérateurs, ont vérifié que l'augmentation de la température de l'eau de la piscine de désactivation restait limitée.

Pour le réacteur n°2, les alarmes ont conduit au déclenchement du plan d'urgence interne (PUI) et à la mise en place de l'organisation nationale de crise ([cf. communiqué IRSN](#)). Les deux voies du circuit de refroidissement des systèmes IPS étant indisponibles, l'exploitant a appliqué la procédure prévue pour gérer ce type de situation. A cet effet, certains équipements utilisateurs du circuit de refroidissement des systèmes IPS ont été délestés et le refroidissement du cœur a été assuré par les générateurs de vapeur qui, n'étant pas affectés, sont restés disponibles.

Cet événement fait apparaître un défaut de vigilance de l'exploitant sur l'état de la station de pompage de Fessenheim (débris accumulés et redémarrage sans surveillance particulière) et sur l'état de fonctionnement d'une partie de l'instrumentation de la station de pompage (absence de nettoyage des tubes de mesure de la perte de charge des tambours filtrants). En effet, au redémarrage de la pompe CRF, l'augmentation brutale de perte de charge des tambours filtrants due à leur colmatage aurait dû être détectée par les capteurs de mesure de perte de charge et la pompe CRF aurait dû être déclenchée automatiquement par le système de protection.

Cet événement est à rapprocher de celui survenu à Cruas en décembre 2009. Toutefois, son traitement a été différent du fait de la conception particulière du système SEB de refroidissement de la centrale de Fessenheim. En effet, à Fessenheim, les échangeurs de refroidissement du circuit SEB sont néanmoins restés alimentés par un débit très faible du fait que, contrairement aux autres centrales du parc EDF, la circulation dans le circuit se fait gravitairement et ne nécessite pas de système de pompage.

Arrêts de réacteurs à Belleville et à Civaux à la suite du colmatage des grilles de filtration des tuyauteries d'aspiration des pompes de circulation (CRF)

L'année 2009 a également connue des situations touchant des systèmes de la « source froide » conventionnelle et susceptibles d'affecter la sûreté des tranches, comme le montrent les événements décrits ci-après.

Le 5 janvier 2009 à la centrale de Belleville, alors que la température extérieure était négative, l'inétanchéité sur le réacteur n°1, d'une vanne du système qui permet d'isoler un secteur pris en glace de la tour de refroidissement a entraîné l'arrivée d'eau chaude sur ce secteur, conduisant au décrochement de packings sous le poids de la glace. L'écart de niveau entre

Principe d'une tour de refroidissement

Il s'agit d'un échangeur de chaleur "air/eau". L'eau à refroidir est pulvérisée dans un courant d'air et ruisselle dans un corps d'échange, appelé « packing ». L'évaporation d'une partie de l'eau permet son refroidissement. L'eau tombe ensuite dans un bassin d'eau froide où elle est récupérée et renvoyée vers le condenseur. La perte d'eau est compensée par un appoint en eau prélevée dans le fleuve.

En hiver, en raison de la présence de glace sur la structure d'une tour de refroidissement, également appelée aéroréfrigérant, la température élevée de l'eau à refroidir provenant du condenseur peut conduire à un détachement de blocs de glace et occasionner la chute d'algues ou de tartre, qui se forment parfois sur la structure et les « packings ».

Ces blocs de glace tombent alors dans le bassin d'eau froide de l'aéroréfrigérant et créent des perturbations au niveau des grilles de filtration des tuyauteries d'aspiration des pompes CRF. En cas de différence de pression trop importante, un signal déclenche la pompe CRF. La pression au condenseur s'en trouve alors affectée augmentant le risque d'arrêt automatique du réacteur (par protection du condenseur). Pour éviter cette situation, un système, dit antigel, permet d'isoler certains secteurs de l'aéroréfrigérant en cas de très basse température.

l'amont et l'aval des grilles de filtration à l'aspiration de pompes CRF a alors augmenté. Le dépassement de seuils de protection a entraîné des déclenchements successifs des pompes CRF. Après plusieurs tentatives de redémarrage, un nouveau déclenchement a provoqué l'arrêt simultané des deux pompes. L'exploitant de Belleville a alors procédé à un arrêt manuel du réacteur n°1 pour éviter un arrêt automatique. L'analyse de l'incident a mis en évidence le fait que, en l'absence de risque identifié pour la sûreté, la maintenance prévue de la vanne incriminée avait été reportée. Fin 2009, à la centrale de Civaux, un autre événement analogue, dû cette fois à un défaut de remontage d'une vanne, a entraîné un arrêt automatique du réacteur n°1. Ces événements rappellent l'importance d'un suivi rigoureux de l'ensemble d'une centrale nucléaire, y compris sur des équipements de la partie conventionnelle, dont des dysfonctionnements peuvent affecter la sûreté, nécessitant alors un arrêt automatique du réacteur.

Pour conclure

Des événements survenus pendant l'année 2009 rappellent que l'évolution au fil du temps des conditions environnementales des centrales nucléaires peut avoir des effets non négligeables sur leur sûreté. Au début des années 2000, à la suite notamment de l'inondation qui avait affecté la centrale nucléaire du Blayais fin décembre 1999, une réflexion de grande ampleur avait été engagée sur les risques pouvant résulter des phénomènes d'origine naturelle. En particulier, à l'occasion des réexamens de sûreté, l'IRSN a œuvré pour qu'EDF évalue la robustesse de ses réacteurs à l'égard de ces phénomènes, en considérant en particulier non seulement la perte de la « source froide » d'un réacteur, mais la perte de la « source froide » de l'ensemble des réacteurs d'un même site sur une durée de plusieurs dizaines d'heures.

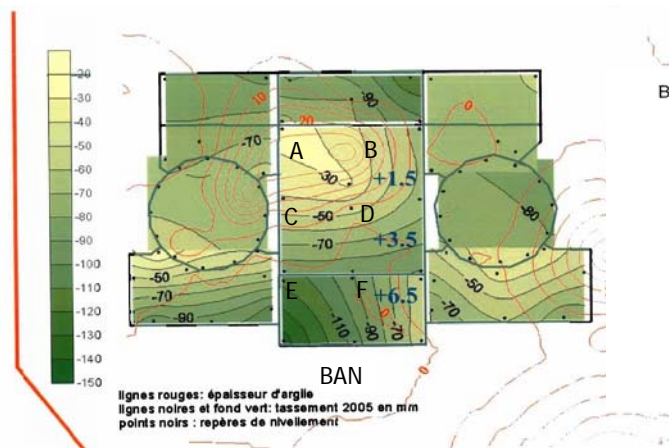
Tassements différentiels à la centrale de Dampierre

Des contrôles réalisés à la centrale de Dampierre ont montré l'existence de tassements différentiels entre certains bâtiments de la centrale. Des études approfondies, destinées à apprécier le comportement de ces bâtiments dans le cas d'un séisme ont montré que ce phénomène de tassements pouvait être accentué par un séisme. Si la structure et la tenue des bâtiments concernés ne seraient pas gravement affectées, certains matériels importants pour la sûreté pourraient par contre être endommagés. L'IRSN a, sur la base des études réalisées par EDF, évalué les risques correspondants.

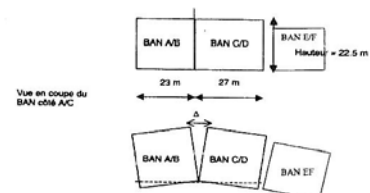
Des risques de tassements non pris en compte à la conception

Dans le cadre des vérifications du comportement des ouvrages de génie civil initiées en 2001 par EDF, des tassements différentiels ont été détectés entre les différents blocs composants le bâtiment des auxiliaires nucléaires (BAN) des réacteurs n°1 et 2 de Dampierre. Leurs effets se sont manifestés par des dégradations en sous face des toitures du bâtiment des auxiliaires nucléaires.

A la conception des ouvrages, les tassements différentiels entre-bâtiments ont bien été pris en compte, en particulier aux jonctions entre bâtiments. Le bâtiment des auxiliaires nucléaires constituant, à cet égard un cas particulier, puisqu'il s'agit d'un bâtiment constitué de plusieurs sous-bâtiments (BAN A/B, C/D, E/F) élevés sur un radier d'un seul tenant, l'éventualité de tassements différentiels à l'échelle du bâtiment n'a pas été envisagée à la conception.



Basculement du BANC-D à l'opposé du BANA-B par suite de tassements différentiels sous le BAN.



Attention : déformée exagérée (rappel : déplacement horizontal en toiture de l'ordre de 2 à 4 cm).

Dès les premières années d'exploitation de la centrale de Dampierre, en raison de fondations hétérogènes, les sous-bâtiments C/D du BAN des réacteurs n°1 et 2, construits sur des fondations plus compressibles que les sous-bâtiments A/B, ont subi des tassements statiques plus importants. Actuellement ces tassements statiques sont

stabilisés mais un basculement des sous-bâtiments C/D vers les sous-bâtiments E/F du BAN (aussi appelés « bâtiment RRI ») a été constaté.

Devant ce constat, l'IRSN a réexaminé les résultats des études de tenue des supportages des tuyauteries menées par EDF en prenant en compte ce phénomène de tassements. Par ailleurs, l'apparition de tassements supplémentaires, baptisés « tassements sismo-induits » était envisageable en cas de séisme. Les études engagées par EDF se sont révélées utiles pour prendre en compte les effets de ces tassements non examinés à la conception

Les tassement sismo induits entre bâtiments et leurs répercussions dans le cas des réacteurs de la centrale à Dampierre.

Les secousses sismiques peuvent être à l'origine d'un accroissement de la compacité de certains sols, ce qui se traduit par des tassements en surface. Ce phénomène de « compactage dynamique » a été observé dans certains remblais de la centrale de Kashiwazaki-Kariwa au Japon, après le séisme du 16 juillet 2007 ([voir rapport public IRSN relatif à l'année 2007](#)). Sans mettre en cause la stabilité des structures, les tassements différentiels apparaissant entre ouvrages déforment et sollicitent les tuyauteries qui passent entre les bâtiments.

Tassements sismo induits : en raison de l'hétérogénéité des sols et sous l'effet du poids des bâtiments des tassements différentiels peuvent être constatés. En cas de survenue d'un séisme, l'apparition de tassements supplémentaires est envisageable. Ces tassements appelés « tassements sismo induit » sont susceptibles de survenir pendant ou après un séisme. Ils sont dus à un réaménagement des grains constitutifs du sol de fondation sous l'effet d'un « compactage dynamique » causé par les ondes sismiques. Ils ne sont donc pas réversibles, contrairement aux déplacements sismiques des bâtiments.

Sur le site de Dampierre, le sol de fondation est constitué d'une sous couche en craie recouverte d'une couche d'argile à silex. Cette couche est d'épaisseur très variable d'un point à l'autre de l'installation. Au cours des temps géologiques, cette couche a été altérée par l'érosion. Il en résulte l'existence de vides interstitiels dans la partie supérieure du substratum crayeux. L'érosion s'est poursuivie simultanément au dépôt d'alluvions en surface, conduisant au nivellement du terrain naturel à l'ouverture du site. La présence de vides interstitiels à la partie supérieure de la couche crayeuse, où la couche d'argile à silex est plus mince, est à l'origine de tassements différentiels importants sous l'effet du poids des bâtiments. Toutefois, le complément de tassement statique résiduel calculé d'ici la fin de vie de l'installation, ne représente qu'un faible pourcentage du tassement déjà réalisé. En revanche, le « compactage dynamique » qui pourrait résulter de secousses sismiques peut être plus important.

Début 2009, les études menées par EDF concernant le site de Dampierre ont conclu que des tassements sismo induits pouvaient affecter certains bâtiments des réacteurs 1, 2 et 3. Bien que la structure et la tenue de ces bâtiments ne soient pas remises en cause, les tassements sismo induits pourraient avoir des conséquences sur la tenue aux séismes de certaines tuyauteries passant dans ces bâtiments. Les études montrent par ailleurs que le réacteur n°4 ne serait pas affecté par de tels tassements.

Les matériels concernés sont, pour les réacteurs n°1 et n°3, les tuyauteries qui cheminent entre les bâches et les moyens de pompage du système ASG d'alimentation de secours des générateurs de vapeur (voie a et B). Pour les réacteurs n°1 et n°2, il s'agit des tuyauteries du circuit de réfrigération intermédiaire (RRI) qui cheminent entre le BAN et le bâtiment du combustible ainsi que certaines tuyauteries du circuit d'eau brute secouru (SEC) qui cheminent entre le BAN E/F et les galeries techniques.

Quelles sont les conséquences possibles pour la sûreté de la centrale de Dampierre ?

En cas de séisme, les conséquences pour la sûreté dépendent pour chaque réacteur des locaux affectés par les phénomènes de tassements différentiels et des tuyauteries qui les traversent. Ils pourraient essentiellement concerner le refroidissement du réacteur, soit du fait de la défaillance du système d'alimentation de secours en eau des générateurs de vapeur (ASG), soit du fait de la défaillance de la « source froide » (RRI/SEC) qui pourrait à terme entraîner la défaillance d'autres systèmes importants pour la sûreté.

Sur la base des études réalisées par EDF, l'IRSN a évalué les risques pour chaque réacteur de la centrale. Ces études ont été menées en considérant l'état actuel des tassements des différents bâtiments et les effets du « compactage dynamique » des sols pour deux niveaux de séisme : le séisme maximal historiquement vraisemblable et le séisme majoré de sécurité.

En cas d'un séisme d'intensité égale ou supérieure au séisme maximal historiquement vraisemblable seul le réacteur n°1 de la centrale de Dampierre pourrait connaître une défaillance d'une ligne de refroidissement du circuit SEC (voie B) ; l'autre ligne (voie A) ne serait pas touchée et assurerait la fonction de refroidissement, permettant ainsi de maintenir le réacteur dans un état sûr.

Le séisme maximal historiquement vraisemblable (SMHV) est un séisme analogue aux séismes historiquement connus, qu'on postule pouvoir se produire avec une position d'épicentre qui soit la plus pénalisante quant à ses effets sur le site, tout en restant compatible avec les données géologiques et sismiques.

Le séisme majoré de sécurité (SMS) est défini en majorant forfaitairement l'intensité du SMHV d'un degré sur l'échelle MSK (échelle d'intensité macro sismique), c'est-à-dire que les accélérations des mouvements sont doublées par rapport à celles du SMHV.

En cas d'un séisme plus grave, d'intensité égale à celle du séisme majoré de sécurité, selon les études menées par EDF, des défaillances concomitantes de plusieurs systèmes ou matériels redondants pourraient se produire. Pour le réacteur n°1, les tuyauteries du système ASG ainsi que celles des deux voies du système RRI pourraient être endommagées pendant l'utilisation de ces systèmes. Si les fonctions de ces systèmes étaient perdues, le risque de découverture du cœur serait élevé. Pour le réacteur n°2, les tuyauteries des deux voies des systèmes RRI et SEC pourraient être endommagées mais le découverture du cœur pourrait être évité grâce à la réalimentation de la bache ASG. Pour le réacteur n°3, la disponibilité du système RRI permettrait, malgré la perte des deux voies de l'alimentation des pompes ASG, de ramener par d'autres systèmes le réacteur dans un état acceptable du point de vue de la sûreté. Devant les risques évoqués ci-dessus, EDF a décidé d'engager au plus tôt les actions nécessaires pour renforcer les tuyauteries (ou leurs supportages) des systèmes concernés.

Stratégie de traitement retenue par EDF

Pour les séismes de niveau SMHV pour lesquels seul le circuit SEC voie B du réacteur n°1 était concerné, EDF a remis en conformité les supportages correspondant lors de l'arrêt du réacteur en avril 2009.

Concernant, la tenue au SMS des réacteurs 1, 2 et 3, EDF engagera les travaux après avoir identifié et dimensionné les éléments à modifier. Ces études complémentaires pourront conduire EDF à modifier des tuyauteries ou des supportages. L'ASN a demandé à EDF de remettre en conformité les supportages des tuyauteries de ces trois réacteurs au plus tard avant fin 2011, à l'occasion des arrêts programmés pour rechargement de combustible.

Événements concernant la radioprotection

L'IRSN constate que le nombre annuel d'événements significatifs concernant la radioprotection déclarés par EDF décroît lentement depuis 2007, notamment grâce aux progrès sensibles en matière de radiographie industrielle. Bien qu'en diminution en 2009 par rapport à 2008, les écarts concernant les accès en zone contrôlée constituent les événements significatifs les plus nombreux. Si la dosimétrie individuelle, en termes de doses maximales, diminue régulièrement depuis une dizaine d'années, en moyenne la dosimétrie collective est en augmentation depuis deux ans, du fait notamment d'aléas techniques exceptionnels qui ont nécessité une augmentation du temps de présence en zones contrôlées, mais aussi du fait d'un essoufflement de la démarche ALARA.

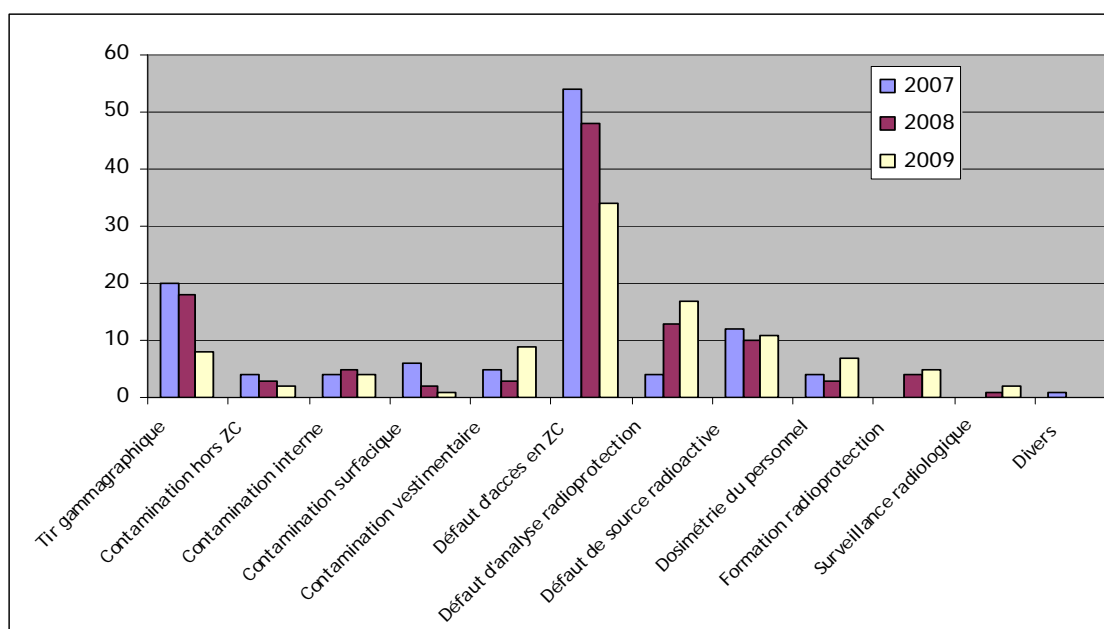
Répartition des déclarations d'événements concernant la radioprotection

La réglementation relative à la protection des travailleurs contre les dangers des rayonnements ionisants impose aux exploitants des installations nucléaires de déclarer à l'ASN les écarts en matière de radioprotection (ESR). Ces événements répondent à des critères définis par l'ASN.

<u>Les 10 critères de déclaration pour les événements significatifs pour la radioprotection (ESR)</u>	
ESR 1	Dépassement d'une limite de dose individuelle annuelle réglementaire ou situation imprévue qui aurait pu entraîner, dans des conditions représentatives et vraisemblables, le dépassement d'une limite de dose individuelle annuelle réglementaire, quel que soit le type d'exposition (ce critère inclut les cas de contamination corporelle).
ESR 2	Situation imprévue ayant entraîné le dépassement du quart d'une limite de dose individuelle annuelle réglementaire, quel que soit le type d'exposition (ce critère inclut les cas de contamination corporelle).
ESR 3	Tout écart significatif concernant la propreté radiologique, notamment les sources de contamination hors zone contrôlée supérieures à 1 MBq et une contamination vestimentaire supérieure à 10 kBq détectée au portique C3 ou lors d'une anthropogammamétrie.
ESR 4	Toute activité (opération, travail, modification, contrôle...) notable, comportant un risque radiologique, réalisée sans une analyse de radioprotection (justification, optimisation, limitation) ou sans prise en compte exhaustive de cette analyse.
ESR 5	Action ou tentative d'action de malveillance susceptible d'affecter la protection des travailleurs ou des personnes du public contre les rayonnements ionisants
ESR 6	Situation anormale affectant une source scellée ou non scellée d'activité supérieure aux seuils d'exemption
ESR 7	Défaut de signalisation ou non-respect des conditions techniques d'accès ou de séjour dans une zone spécialement réglementée ou interdite (zones orange, rouge et zones des tirs radio).
	7a Défauts de balisage et de signalétique
	7 b Autres écarts
ESR 8	Défaillance non compensée des systèmes de surveillance radiologique assurant la protection collective des personnels présents.
ESR 9	Dépassement de plus d'un mois de la périodicité de contrôle d'un appareil de surveillance radiologique, s'il s'agit d'un appareil de surveillance collective permanente (périodicité réglementaire de 1 mois), de plus de trois mois s'il s'agit d'un autre type d'appareil (lorsque la périodicité de vérification prévue dans les RGE est comprise entre 12 et 18 mois).
ESR 10	Tout autre écart significatif pour l'ASN ou l'exploitant.

Pour chacun de ces événements, EDF effectue une analyse des circonstances et des causes de l'événement, de ses conséquences radiologiques réelles et des conséquences radiologiques potentielles de l'événement, puis met en place des actions correctives pour éviter son renouvellement. Ces analyses sont communiquées à l'ASN et à l'IRSN. Les informations ainsi fournies permettent à l'IRSN d'exercer en particulier un suivi de l'évolution de la radioprotection dans l'ensemble du parc, et de transmettre à l'ASN des avis sur les actions correctives engagées par EDF.

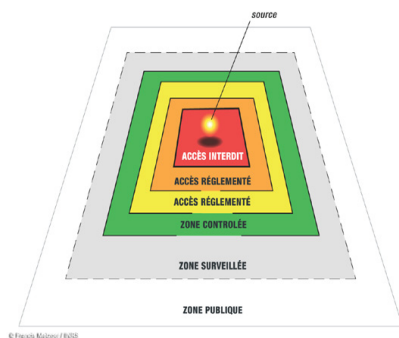
En 2009, 100 événements significatifs concernant la radioprotection (contre 110 en 2008 et 114 en 2007) ont été déclarés par EDF, tous classés au niveau 0 à l'échelle internationale INES, à l'exception d'un événement classé au niveau 2. Cet événement concerne la surexposition d'un opérateur lors de tirs gammagraphiques dans le réacteur n°1 de la centrale de Flamanville, il est exposé ci-après (cf. pages 37 à 41). Les ESR représentent 11 % du nombre total des événements significatifs concernant la sûreté, la radioprotection et l'environnement déclarés en 2009. La répartition du nombre d'événements déclarés en fonction du type d'écart est très variable. Les écarts relatifs aux conditions techniques d'accès dans les zones contrôlées constituent la catégorie prépondérante.



Un examen comparatif des résultats de 2009 avec ceux des deux précédentes années montre que les actions d'amélioration engagées par EDF en 2007 et 2008 commencent à porter leurs fruits pour certaines catégories d'événements. C'est notamment le cas des écarts relatifs aux accès en zone contrôlée et des événements liés aux tirs gammagraphiques. Par contre, l'IRSN note que des efforts restent à faire dans d'autres domaines, notamment la préparation des interventions et la protection contre les contaminations vestimentaires décelées à la sortie de site. Ces divers domaines sont développés ci-après.

Accès réglementé pour les travailleurs dans une centrale nucléaire

Conformément aux prescriptions réglementaires relatives au zonage des installations, le chef d'établissement doit procéder, avec le concours de la personne ou du service « compétent en radioprotection », à la mise en place d'un zonage radiologique de ses installations. Celui-ci se traduit par un balisage des lieux, effectué sur la base de mesures du débit de dose (DeD) par un radiamètre, et matérialisé par des « trisecteurs » de couleur correspondant aux risques de chaque zone.



La dose efficace permet d'estimer l'exposition du corps entier d'un individu exposé aux rayonnements ionisants. Elle tient compte de la sensibilité de chaque tissu du corps et du type de rayonnement (alpha, bêta, gamma, neutron). Elle s'exprime en Sievert (Sv). Le débit de dose (DeD) est une autre grandeur couramment utilisée de manière opérationnelle, il s'exprime en Sv/h.

Il est intéressant d'étudier les événements ayant conduit à des accès en zone orange non autorisés dans la mesure où leurs conséquences peuvent être importantes (les accès en zone rouge font l'objet de prescriptions renforcées (au titre de la réglementation) et les écarts sont peu nombreux (moins de 5 ESR par an depuis 2008). L'IRSN constate une diminution sensible des écarts en matière d'accès en zone orange en 2009 par rapport à 2008 (28 en 2009 contre 43 en 2008). Cette évolution positive traduit une certaine efficacité des actions d'amélioration mises en œuvre par EDF en 2009.

Néanmoins une majorité des non-respects des procédures d'accès auraient pu être évitées par le respect des règles de fiabilisation des interventions (préparation notamment) et des règles de radioprotection (franchissements ou déposes inappropriées du balisage). L'IRSN souligne à cet égard la nécessité que les prescriptions soient connues, comprises et respectées des intervenants, nombreux lors des arrêts pour maintenance. Parmi les bonnes pratiques, l'IRSN note, par exemple, qu'un site met en place un portillon escamotable à l'entrée d'un local classé en zone orange afin d'éviter toute entrée involontaire dans la zone orange.

Formation des intervenants destinés à travailler en zone contrôlée

Des non-respects de la périodicité réglementaire des formations de prévention aux risques radiologiques dispensées au personnel intervenant sont encore observés en 2009. Ainsi, la plupart des sites nucléaires ont fait état d'agents EDF en « écart de recyclage ». Cette situation peut conduire à des défauts d'appropriation des procédures particulières de radioprotection touchant au poste de travail occupé, des règles de conduite à tenir en cas de situation anormale et des évolutions du référentiel d'EDF en matière de radioprotection. Même si EDF a mis en place un guide de l'intervenant qui rappelle les formations et les habilitations requises pour les prestataires, l'IRSN souligne l'importance de la vérification par EDF des habilitations et des connaissances opérationnelles de tous les intervenants en matière de prévention des risques radiologiques.

État des lieux concernant la gammagraphie

La radiographie gamma ou gammagraphie est une méthode de contrôle non destructif utilisée couramment pour la vérification de soudures de tuyauteries ou de capacités dans l'industrie nucléaire. Cette technique met en œuvre des sources fortement irradiantes et un écart dans la réalisation du processus de « tir » peut entraîner une « surexposition » de travailleurs.

L'IRSN note que le nombre d'écarts lors de ces contrôles est en nette diminution (8 ESR en 2009 contre 18 ESR en 2008). Ces résultats s'expliquent par les nouvelles dispositions prises en 2009 en complément des prescriptions du référentiel relatif à la maîtrise des chantiers :

Les tirs gammagraphiques sont effectués à l'aide d'appareils mobiles auto protégés (plombés) contenant une source radioactive scellée émettant des rayonnements gamma (généralement de l'Iridium 192, du Cobalt 60 ou éventuellement du Césium 137) qui, une fois en position d'utilisation, expose un film radiographique d'une manière analogue à une radiographie médicale à l'aide de rayons X. Cette technique constitue un moyen performant et très fréquemment utilisé de contrôle non destructif sur les sites. Elle est d'ailleurs également fréquemment mise en œuvre dans l'industrie classique pour vérifier, par exemple, la qualité des soudures ou détecter un manque de matière dans des composants.

- présentation systématique des dossiers de réalisation de tirs lors d'une réunion spécifique organisée par l'exploitant 48 heures avant leur réalisation, afin de permettre aux intervenants de mieux s'y préparer ;
- réduction du nombre de tirs au profit d'autres techniques de contrôle des équipements dans la mesure du possible (contrôle par ultrasons par exemple).

Les défauts de balisage sont majoritaires dans les ESR relatifs aux tirs gammagraphiques. Les conséquences notables en termes de doses résultent toujours de la conjonction du franchissement de balisage à proximité de la source et d'une source en position d'utilisation au moment de ce franchissement. Il est à noter que les conséquences pour le personnel sont d'autant plus grandes que les tirs ont lieu aussi hors des zones contrôlées dans des locaux où peuvent passer des travailleurs ne faisant pas l'objet d'un suivi radiologique.

L'événement marquant de 2009, classé au niveau 2 de l'échelle INES et exposé plus loin en détail, est une surexposition d'un prestataire lors d'un tir gammagraphique sur le site de Flamanville. La dose de 4,75 mSv reçue en quelques secondes par l'intervenant lors de cet incident ne représente certes que le quart de la dose réglementaire annuelle, mais l'incident aurait pu conduire à des conséquences très importantes en termes de doses reçues.

Défauts d'analyse de radioprotection

L'IRSN note une légère augmentation du nombre annuel d'ESR relatifs à des lacunes identifiées dans la préparation des interventions (17 en 2009 contre 12 en 2008 et 4 en 2007). Les écarts relevés concernent notamment des défauts de préparation des chantiers, un manque de suivi des déchets radioactifs et un manque de culture de radioprotection.

Contaminations internes

Les interventions peuvent conduire à une dispersion de matière radioactive et par là à une contamination interne d'intervenants. Ces événements proviennent dans certains cas d'une sous estimation du risque de contamination lors de la préparation de l'activité (pas de port de protections des voies respiratoires lors du chantier par exemple). Bien qu'il y ait eu moins de 5 ESR de ce type au cours des trois dernières années, l'IRSN souligne qu'ils doivent faire l'objet d'analyses rigoureuses compte tenu de leurs conséquences en termes de contamination des travailleurs.

Contaminations de vêtements et de petits objets détectés à la sortie du site

La détection de la contamination de vêtements ou de petits objets à la sortie du site résulte le plus souvent de l'absence de détection de cette contamination lors des contrôles précédents ou d'une défaillance du contrôle des petits objets à la sortie de la zone contrôlée. Les conséquences possibles de ce type d'écart sont une dissémination de produits radioactifs hors zone contrôlée, voire éventuellement hors du site.

De 2003 à 2008, le nombre d'ESR déclarés relatifs aux contaminations de vêtements et de petits objets détectés à la sortie de zone contrôlée a diminué (moins de 5 ESR par an depuis 2006). La tendance s'est incurvée en 2009, avec 9 ESR en 2009 contre 3 ESR en 2008, ce constat est toutefois à relativiser au vu du faible nombre d'incidents rapporté aux dizaines de milliers de contrôles effectués. L'IRSN souligne cependant que le suivi des contaminations de vêtements ou de petits objets à la sortie du site mérite toujours une attention particulière, du fait de son caractère révélateur de dysfonctionnements possibles dans la mise en œuvre de la propreté radiologique.

La surveillance dosimétrique des travailleurs

La surveillance de la dosimétrie individuelle est un des éléments importants de la radioprotection des travailleurs exposés aux rayonnements ionisants. La dosimétrie a pour objectif de fournir une estimation des doses reçues par l'organisme entier ou par certains organes. De plus, elle participe à la mise en œuvre du principe d'optimisation selon lequel les expositions doivent être maintenues au niveau le plus faible qu'il est raisonnablement possible d'atteindre (principe ALARA). Elle permet finalement de vérifier le respect des limites de doses fixées par la réglementation.

La dose individuelle se décompose en une dose externe et en une dose interne. La dosimétrie externe consiste à mesurer les doses reçues par une personne exposée dans un champ de rayonnements (rayons X, gamma, bêta, neutrons) générés par une source extérieure. Les dosimètres portés par les travailleurs permettent de connaître la dose reçue notamment par le corps entier, soit en différé après lecture dans un laboratoire agréé (« dosimétrie passive ») soit en temps réel (« dosimétrie opérationnelle »). En outre, les dosimètres opérationnels sont équipés d'une alarme sonore et visuelle qui prévient l'agent de sa présence dans un champ de rayonnements dépassant certains seuils. Ce dispositif permet aux agents de prendre des mesures d'autoprotection adéquates.

La dosimétrie interne vise à évaluer la dose reçue du fait d'une incorporation de substances radioactives. Cette dosimétrie est assurée par des examens anthroporadiométriques (mesures directes de la contamination interne) et des analyses radiotoxicologiques.

EDF réalise annuellement un bilan des expositions reçues dans les installations à partir notamment des résultats de la dosimétrie opérationnelle.

Depuis une dizaine d'années, l'IRSN observe à cet égard des progrès importants en matière de radioprotection. Les différents plans d'actions mis en œuvre sur les sites ont permis de diminuer aussi bien les doses collectives que les doses individuelles. En effet, le nombre de personnes pour lesquelles la dose individuelle est comprise entre 16 mSv et 20 mSv (valeur réglementaire) sur 12 mois glissants est en diminution : 10 personnes concernées en 2009 contre 14 en 2008 et 430 en 1999. Quant à la dose collective (correspondant à la somme des doses individuelles reçues par un groupe de personnes) enregistrée par réacteur, elle était en diminution jusqu'en 2007 (1,17 h.Sv en 1999 et 0,63 h.Sv en 2007), mais, depuis 2008, malgré les efforts menés par EDF en particulier sur la préparation des interventions comme les tirs gammagraphiques et la propreté radiologique, l'IRSN note une augmentation de la dose collective (0,69 h.Sv en 2009 contre 0,66 h.Sv en 2008). EDF explique cette inflexion par des aléas techniques exceptionnels qui ont contribué à augmenter les durées de présence des agents en zone contrôlée ainsi que par une dynamique de mise en œuvre de la démarche ALARA en perte de vitesse sur certains sites. Aussi, EDF a prévu des actions pour enrayer cette dérive notamment par une plus grande sensibilisation ou une formation plus importante à la démarche ALARA pour les métiers concernés, et par une meilleure implication des entreprises prestataires afin de relayer ses actions. L'IRSN portera une attention particulière aux dispositions qu'engage EDF pour inverser la tendance à la hausse, via l'examen des bilans dosimétriques.

Incident survenu lors d'un contrôle de soudure par gammagraphie

Dans la nuit du 29 au 30 septembre 2009, à l'occasion du contrôle par gammagraphie de soudures du circuit primaire d'un réacteur de Flamanville, un opérateur en charge de la pose et de la dépose du film est entré dans la zone de tir alors que la source n'était pas en position de sécurité dans son logement. Ceci l'a amené à recevoir une dose de rayonnement évaluée à 4,75 mSv. Cet événement a été classé au niveau 2 de l'échelle INES pour la radioprotection. Pour l'IRSN, cet incident illustre le fait que, malgré toutes les dispositions prévues pour cette intervention, la défense en profondeur n'était pas de fait effective. L'IRSN estime que cet incident est porteur d'enseignements généraux importants pouvant contribuer à l'amélioration de la radioprotection dans le domaine de la radiographie industrielle, y compris en dehors du domaine des centrales EDF.

Déroulement des contrôles gammagraphiques des soudures

Pour contrôler la qualité et l'évolution dans le temps des soudures, EDF fait procéder couramment à des contrôles gammagraphiques. Compte tenu des risques d'irradiation associés à l'utilisation d'une source de haute activité, les « tirs radio » sont préférentiellement réalisés la nuit lorsque peu de personnes sont présentes dans l'installation. Cette activité est réalisée à l'aide d'un gammagraphe, par des intervenants d'entreprises sous-traitantes spécialisées et comporte trois phases :

- une réunion de coordination de tirs animée par un responsable d'EDF à laquelle participent un technicien du service de protection contre les rayonnements ionisants (SPR) et les responsables des différentes entreprises prestataires concernées par les « tirs radio ». Au cours de cette réunion sont présentés les tirs qui seront réalisés au cours des deux nuits à venir et les plans de balisage associés. La réunion se termine par la signature d'un permis de tir délivré par EDF à l'entreprise prestataire,

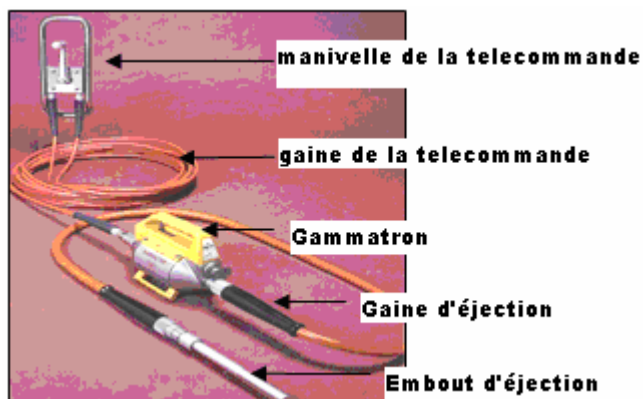
Pour EDF, tout contrôle radiographique nécessite un permis de tir qui définit les moyens de prévention (définition d'un périmètre de sécurité, plan de balisage, estimation dosimétrique prévisionnelle individuelle et collective, identification des co-activités, identification des acteurs, etc.). Le plan de balisage est constitué des différents plans des lieux d'intervention, de la localisation des points de tirs, de la localisation des moyens d'avertissement, notamment de la balise sentinelle. Le balisage est réalisé au moyen de bandes de balisage réglementaires, de signaux lumineux à l'éclat.

- le tir radio qui est assuré par deux techniciens spécialisés « radiologues ». Il débute par la mise en place du balisage qui est validé par un technicien du SPR de la centrale. Ensuite, un des « radiologues » installe le gammagraphe et positionne le film radiographique au niveau de la soudure, puis à distance, à l'aide de la manivelle, éjecte la source de son logement de sécurité et la met au plus près de la soudure à contrôler. Une fois le tir radio réalisé, suivant les cas, il peut durer de quelques minutes à quelques heures, le « radiologue

fait rentrer la source dans son logement de sécurité. Après s'être assuré à l'aide d'un radiamètre que la source a bien réintégré son logement de sécurité, il retire le film. L'opération peut être renouvelée sur une autre soudure,

- les films sont transportés dans un local situé hors de la zone contrôlée où ils sont développés et interprétés. Lorsque les radiographies ne sont pas de qualité suffisante, elles ne peuvent pas être interprétées et doivent être refaites.

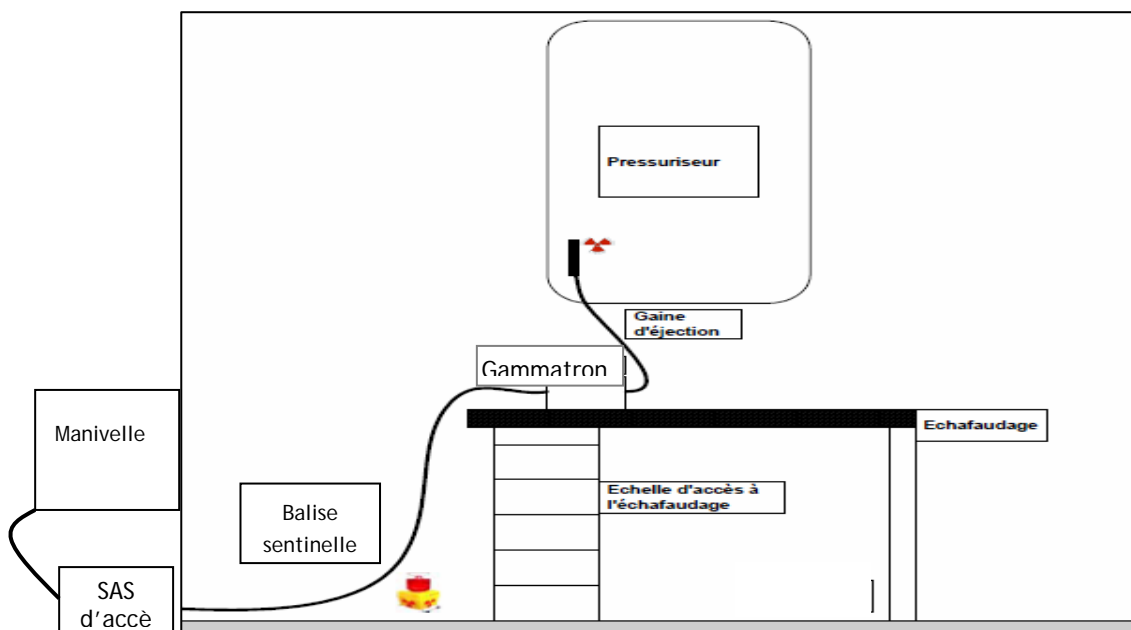
Lorsque les tirs sont réalisés dans des locaux susceptibles d'être contaminés, il est prévu des mesures de protection des intervenants et des moyens de communication (liaison phonique). Un sas d'accès est mis en place et l'opérateur chargé d'actionner la manivelle pour l'éjection et la réintégration de la source du gammagraphe se positionne à l'extérieur de celui-ci. L'opérateur qui installe le gammagraphe et le film porte une tenue étanche ventilée (TEV).



Un gammagraphe est un appareil mobile auto protégé (plombé) contenant une source radioactive scellée émettant des rayonnements gamma (généralement de l'iridium 192, du cobalt 60 ou éventuellement du césium 137). Une fois en position d'utilisation, il permet d'exposer un film radiographique d'une manière analogue à une radiographie médicale à l'aide de rayons X.

L'incident du 29 septembre 2009

Les contrôles radiographiques de soudures ont été réalisés dans la nuit du 29 au 30 septembre entre 23h45 et 3h15. Les opérateurs attendent les résultats des derniers clichés. Vers 4h00, l'examen des clichés révèle qu'un des films a été mal positionné et que le tir correspondant doit être refait.



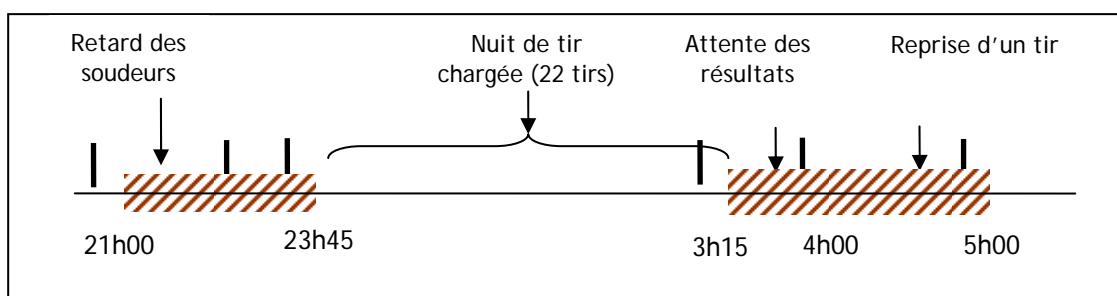
A la reprise du tir, l'opérateur chargé d'éjecter la source omet de s'équiper de la liaison phonique lui permettant de communiquer avec l'opérateur chargé de la pose du film. Ce dernier revêt la tenue ventilée, va placer le film puis se poste dans le sas. L'autre opérateur éjecte la source pour une exposition d'environ 5 minutes puis, lorsque le tir est terminé, procède à la réintégration de la source. Il ressent alors un « dur » dans la manivelle et fait un quart de tour en sens inverse pour débloquer la source. L'opérateur chargé de la pose et de la dépose du film interprète ce geste comme le dernier quart de tour de sécurité habituellement effectué pour s'assurer de la rentrée de la source dans son logement de sécurité et pénètre dans la zone de tir pour retirer le film. Il ne vérifie pas au préalable le débit de dose avec un radiamètre et ne tient pas compte de l'alarme de son dosimètre opérationnel. Rapidement alerté par ses collègues, il sort de la zone de tir après une quinzaine de secondes au cours desquelles il a reçu une dose de corps entier de 4,75 mSv (environ un quart de la limite réglementaire annuelle).

Enseignements tirés par l'IRSN

L'IRSN a analysé cet incident pour comprendre pourquoi les lignes de défense, humaines, organisationnelles et techniques, prévues par EDF pour maîtriser le risque d'irradiation n'avaient pas joué leur rôle.

- Les conditions temporelles

L'incident s'est produit lors de la dernière nuit de réalisation des contrôles de soudures, la veille du départ des intervenants vers un autre site. L'analyse de l'IRSN montre qu'au cours de ce dernier poste, le travail des « radiologues » est soumis à des contraintes temporelles plus fortes que d'habitude : 2 heures de retard par rapport au planning prévu, plus de tirs que les nuits précédentes. Dans le même temps, les radiologues doivent impérativement respecter l'heure de fin de réalisation des tirs (5h00). En effet, l'exploitant souhaite enclencher au plus tôt les opérations suivantes en vue du redémarrage du réacteur tandis que les intervenants souhaitent clôturer leur chantier au plus tôt pour se reposer et disposer du temps nécessaire pour se déplacer vers une autre installation dans de bonnes conditions. En conséquence, les tirs radio ont été réalisés à une cadence moyenne d'environ un tir toutes les 10 minutes.



- Le contexte de la reprise de tir

La reprise du tir a eu lieu vers 4h00 après une phase d'activité soutenue et une phase d'attente des résultats de l'interprétation des derniers films, (dernière phase de tir de la dernière nuit d'intervention et cinquième nuit consécutive de travail). Cette situation a favorisé une diminution de la vigilance des « radiologues » et une difficulté de remobilisation de l'équipe qui souhaite replier le chantier au plus vite et prendre du repos.

Ce contexte de reprise a conduit l'équipe à ne pas réaliser un nouveau « pré-job briefing » (phase de préparation, réalisée avant une intervention qui permet aux intervenants de faire le point sur les principaux risques et les

mesures à mettre en œuvre pour les maîtriser). A cet égard, les « radiologues » ont considéré que la reprise d'un tir était « couverte » par le « pré-job briefing » initial. En l'absence de « pré-job briefing », les responsabilités de chacun n'ont pas été rappelées explicitement.

- **Les modalités de coordination entre les « radiologues »**

Les observations et les entretiens effectués par l'IRSN montrent que plusieurs modes de coordination coexistent entre les « radiologues » chargés du tir. Il s'agit d'interactions explicites, verbales ou non verbales, d'interactions implicites reposant sur l'interprétation par un intervenant de gestes techniques (quart de tour arrière) réalisés par l'autre intervenant ou sur une verbalisation des actions par un opérateur au cours de leur réalisation.

Ces différents modes de coordination sont considérés comme fiables par les « radiologues ». Toutefois, à la reprise du tir, les membres du binôme travaillant pour la première fois ensemble, les modes de coordination ont été fragilisés. Le quart de tour arrière a été interprété par l'opérateur film comme étant un geste de sécurité alors que l'opérateur-manivelle tentait de débloquer la source pour la ramener en position sûre.

- **L'utilisation des dispositifs de détection et de mesure des rayonnements ionisants**

Différents dispositifs sont utilisés au cours des contrôles radiographiques afin de détecter au plus tôt une situation à risque radiologique pour les intervenants. Il s'agit du radiamètre, de la balise sentinelle et du dosimètre opérationnel.

Le radiamètre constitue une ligne de défense fondamentale pour la protection des radiologues. Le contrôle du débit de dose ambiant au moyen d'un radiamètre est d'ailleurs une obligation réglementaire¹ lorsqu'un radiologue entre dans une zone d'opération après un tir gammagraphique. Or, à l'issue de la reprise de tir, le radiologue qui est entré dans la zone d'opération n'a pas procédé à ce contrôle. En outre, lorsque la réalisation des tirs radio nécessite le port d'une tenue ventilée, les entrées-sorties de la zone de tir présentent un caractère répétitif pour l'opérateur « film » (entrée en zone, pose du film, sortie de zone, entrée en zone, dépose du film, sortie de zone). Dans le cas présent, la contrainte temporelle, le caractère routinier de ces tâches réalisées dans un même local sans qu'aucune évolution de l'environnement radiologique ne soit relevée, ont pu favoriser la non-utilisation systématique par l'opérateur « film » du radiamètre lors de son entrée dans la zone de tir.

EDF a mis en place un dispositif de « balise sentinelle » destiné à signaler si la source est sortie ou non du gammagraphe. La balise dispose de deux modes de fonctionnement : un mode automatique (des alarmes visuelle et sonore asservies à la surveillance du débit de dose ambiant) et un mode manuel (une lampe flash en marche forcée permanente). EDF prescrit son utilisation en mode automatique. Toutefois, les « radiologues » ont activé la balise en mode manuel en début d'intervention. L'analyse de l'IRSN a montré que les règles d'utilisation de la balise sentinelle n'avaient pas été suffisamment portées à la connaissance des radiologues. De plus, ce dispositif comporte certaines faiblesses liées aux valeurs de réglage des seuils : risque de non mise en alarme sur incident ou non mise en alarme permanente selon les conditions d'ambiance radiologique du local.

¹ Article 6 de l'arrêté du 2 mars 2004 fixant les conditions particulières d'emploi applicables aux dispositifs destinés à la radiographie industrielle utilisant le rayonnement gamma.

Par ailleurs, la présence de « points chauds » dans le local a provoqué à plusieurs reprises au cours de la nuit, le passage en alarme du dosimètre opérationnel de l'opérateur chargé du film. Ce contexte particulier a pu contribuer à ce qu'il n'associe pas l'alarme dosimétrique affichée par son dosimètre à la non-réintégration de la source du gammagraphe. De plus, l'analyse de l'IRSN a montré que les seuils d'alarme du dosimètre opérationnels n'étaient pas portés explicitement à la connaissance des « radiologues ».

- Aspects liés à l'utilisation du gammagraphe

Lors de la reprise de tir, le positionnement du dispositif de radiographie était tel que le rayon de courbure de la gaine d'éjection ne permettait pas une rentrée normale de la source dans le gammagraphe ce qui a été à l'origine du blocage de la source. L'analyse de l'IRSN fait apparaître qu'il était difficile pour le radiologue d'apprécier la courbure de la gaine du fait de diverses protections qui l'entouraient et de l'encombrement de l'espace de travail.

Par ailleurs, l'IRSN a examiné le système intégré au gammagraphe qui indique la position de la source aux radiologues par des codes de couleur (un signal vert indique que la source est à l'intérieur du gammagraphe, un signal rouge qu'elle est éjectée). A Flamanville, lors de son entrée dans le local, le radiologue ne pouvait pas voir le signal car le gammagraphe était situé en hauteur, orienté de telle façon que le signal n'était pas visible, et que la feuille vinyle l'entourant rendait difficile sa lecture.

Conclusion

Pour l'IRSN, cet incident illustre le fait que, malgré toutes les dispositions prévues pour cette intervention, la défense en profondeur n'était pas de fait effective. L'analyse approfondie fait apparaître que certains contextes de travail, dernier poste avant repli de chantier, reprise de tir radio, peuvent fragiliser les lignes de défense mises en place par EDF pour prévenir et détecter l'entrée d'un « radiologue » dans une zone de tir radiologique alors que la source n'a pas été réintégrée dans son logement de protection. Au-delà d'un rappel des règles à appliquer dont l'effet ne serait que temporaire, il apparaît nécessaire de mieux caractériser ces phénomènes de fragilisation afin de renforcer les lignes de défense de manière durable. De plus, l'IRSN souligne que le manque d'informations sur l'utilisation et le paramétrage des matériels de détection (balise sentinelle, dosimètre) a également contribué à la survenue de cet incident. Ces éléments d'informations sont indispensables aux radiologues pour déceler une situation potentiellement à risque. L'IRSN estime que cet incident est porteur d'enseignements généraux importants pouvant contribuer à l'amélioration de la radioprotection dans le domaine de la radiographie industrielle, y compris en dehors du domaine des centrales EDF.

Corrosion des tubes des générateurs de vapeur du réacteur n° 3 de la centrale du Bugey

Les tubes des générateurs de vapeur du réacteur n°3 de la centrale du Bugey ont été endommagés par un phénomène de corrosion. Plusieurs fissures d'orientation circumférentielle ont été détectées lors de l'arrêt de 2009 pour rechargement. De telles fissures peuvent progresser quand le réacteur est en fonctionnement et conduire à une fuite d'eau primaire dans le circuit secondaire voire à une rupture complète de tubes sous l'effet de la pression. EDF a mis en œuvre un programme spécifique de contrôles et d'expertises afin de mieux connaître l'état des tubes. A l'issue de ces contrôles et après avoir mis hors service les tubes présentant les dégradations les plus importantes, EDF considérait que le réacteur était apte au redémarrage. Néanmoins, EDF a préféré anticiper le remplacement des générateurs de vapeur avant le redémarrage du réacteur. Cette décision lui permet d'optimiser son outil industriel du point de vue de la gestion de ses arrêts de réacteurs.

Découverte de deux fissures circumférentielles dans un même tube.

Lors des contrôles de maintenance réalisés en mai 2009 à titre préventif, EDF a détecté une fissuration circumférentielle d'un tube d'un générateur de vapeur du réacteur n°3 du Bugey. Cette fissuration, localisée dans la paroi externe du tube au droit de la deuxième plaque entretoise (fig.1), a été détectée par les sondes utilisant les courants de Foucault.

Les tubes des générateurs de vapeur sont périodiquement contrôlés lors des arrêts du réacteur. Le circuit primaire est ouvert au niveau du bol des générateurs de vapeur (en partie inférieure) et un outillage automatisé vient positionner et déplacer les sondes à l'intérieur des tubes.

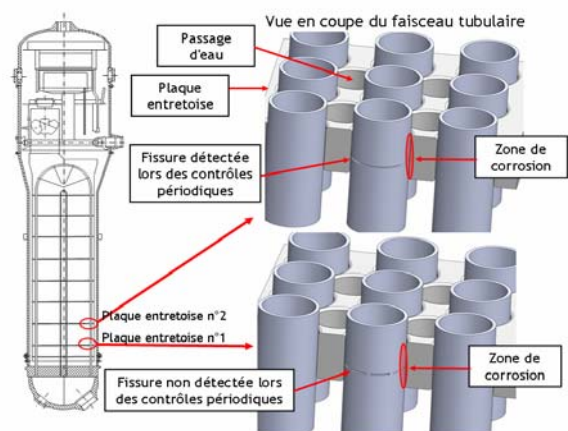


Figure 1 : localisation de la fissuration d'orientation circumférentielle (vue du tube et de la plaque entretoise en coupe)

Compte tenu de sa localisation, il a été suspecté que l'origine de la fissuration était une corrosion sous contrainte. Cependant, c'était la première fois qu'une fissuration de corrosion d'orientation circonférentielle était détectée au droit d'une plaque entretoise sur le parc. EDF a procédé à l'extraction du tube afin de caractériser au mieux l'endommagement détecté.

Lors de l'extraction du tronçon du tube affecté par la fissuration d'orientation circonférentielle, le tube s'est rompu au niveau de la première plaque entretoise. Cette rupture résulte de la présence d'une fissure circonférentielle non détectée lors des contrôles périodiques et des efforts de traction très importants exercés sur le tube pour l'extraire. Ces efforts sont beaucoup plus importants que ceux qui s'exercent sur le tube quand le réacteur est en fonctionnement. La fissure a été initiée dans la paroi externe du tube au niveau de l'interstice entre le tube et la première plaque entretoise. L'examen de la section rompue a montré que l'endommagement du tube provenait d'une corrosion intergranulaire¹ initiée dans la paroi extérieure du tube, en contact avec l'eau du circuit secondaire.

Programme d'expertises complémentaires

A la suite de la découverte de ces endommagements et sur la base des éléments transmis par EDF jusqu'à mi-juillet 2009, l'IRSN a adressé un premier avis à l'ASN. EDF a de son côté lancé un programme d'expertises approfondies de l'ensemble des tubes du générateur de vapeur. Cette expertise a montré que les tubes de ce générateur de vapeur étaient affectés, au niveau des plaques entretoises, de corrosions initiées côté secondaire dans la paroi externe des tubes (côté secondaire).

Cet endommagement se présentait sous la forme d'une combinaison d'une corrosion volumique de type IGA (InterGranular Attack) et d'une fissuration sous contrainte de type IGSCC (InterGranular Stress Corrosion Cracking). Ce type d'endommagement par des fissurations d'orientation circonférentielle au niveau des plaques entretoises, n'avait jamais été observé dans les centrales EDF et les moyens de contrôle utilisés dans le cadre de la maintenance préventive n'étaient pas adaptés à la détection de ce type de défauts au niveau des plaques entretoises. C'est pourquoi, EDF a mis en œuvre, pour la première fois, une nouvelle sonde à courants de Foucault de technologie multiéléments (figure 2) afin de détecter ces fissurations. Plus de 250 indications² de défauts d'orientation circonférentielle ont ainsi été détectées dans le GV n°1 du réacteur n°3 de la centrale du Bugey. Toutes ces indications ont ensuite été expertisées avec un second type de sonde, utilisée par EDF pour détecter et caractériser les fissures dans les zones où cet endommagement est suspecté ou avéré. Ce contrôle complémentaire a conduit à identifier 35 fissures circonférentielles et des zones de corrosion volumique profonde (IGA).

InterGranular Attack (IGA)

L'IGA d'un acier se manifeste sous la forme d'une décohésion généralisée des grains de cet acier. L'IGA progresse en profondeur de manière relativement uniforme ; il présente donc un caractère de corrosion volumique. L'IGA peut apparaître en taches isolées ou sous la forme de réseaux étendus pouvant affecter toute la surface d'un tube située au droit d'une plaque entretoise.

InterGranular Stress Corrosion Cracking (IGSCC)

L'IGSCC est avant tout de la corrosion sous contrainte. L'IGSCC se manifeste sous la forme d'une décohésion intergranulaire de parcours généralement rectiligne, perpendiculaire à la surface externe du tube ; la corrosion ne présente dans ce cas aucun caractère volumique : il s'agit d'une fissuration.

1 La corrosion intergranulaire affecte les joints de grain de l'alliage métallique des tubes.

2 Signal dépassant le niveau du bruit de fond des mesures et ayant les caractéristiques d'un défaut

Enfin, afin d'expertiser plus finement les dommages et d'évaluer les performances des procédés de contrôle non destructif, EDF a procédé à l'extraction d'une douzaine de tronçons de tubes.

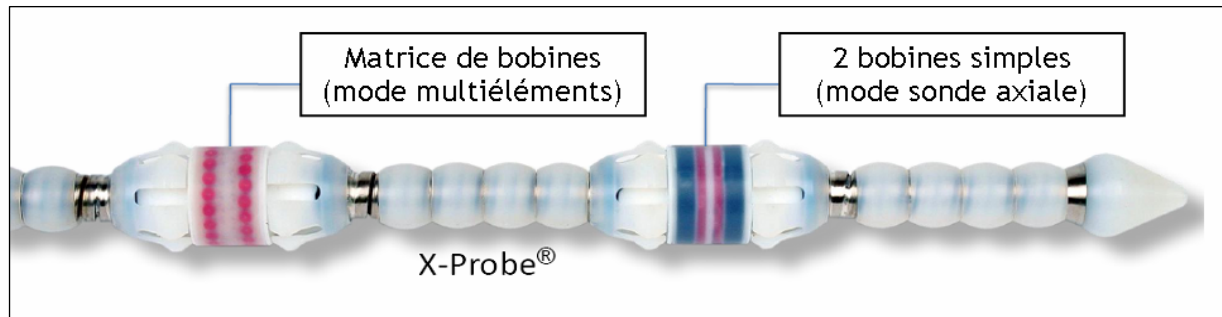


Figure 2 : sonde à courants de Foucault multiéléments "Sonde-X" utilisée par EDF dans le cadre du programme d'expertise complémentaire (source de l'image : ZETEC)

Les raisons des corrosions constatées.

Les tubes des GV du réacteur n°3 de la centrale du Bugey sont en inconel 600 MA. Cet alliage avait été choisi à la conception car, dans les années 60 il était considéré aux États-Unis comme peu sensible à la corrosion dans les conditions d'exploitation des réacteurs nucléaires. Toutefois, dès 1959, des recherches menées au CEA tendaient à montrer que cet alliage pouvait faire l'objet de corrosion dans l'eau à haute température. Ces résultats n'ont été confirmés que dans les années 70 et le choix du matériau des tubes des GV des premiers réacteurs du parc EDF, notamment ceux de la centrale du Bugey, n'a malheureusement pas bénéficié du bilan de ces études.

Les interstices entre les tubes et les plaques entretoises des GV du réacteur n°3 de la centrale du Bugey sont très étroits et des dépôts constitués par des particules insolubles présentes dans le circuit secondaire, en majorité des oxydes de fer, peuvent s'y accumuler. La présence de ces dépôts provoque la formation d'un milieu confiné dont la chimie est mal connue et où la température est plus élevée que dans les parties libres des tubes. Ces conditions particulières favorisent les mécanismes de corrosion. Par ailleurs, le procédé de fabrication des tubes par étirage à froid et les conditions particulières régnant au niveau des plaques entretoises (température, chimie, contraintes d'assemblage et de fonctionnement) sont des facteurs qui pourraient expliquer la formation de fissures. Un autre facteur aggravant évoqué est une pollution accidentelle du circuit secondaire par du plomb survenue à la fin des années 80 ainsi que l'âge de ce générateur de vapeur, mis en service en 1979.

Analyse de l'IRSN

Les contrôles et les expertises complémentaires réalisés concernant les tubes des GV du réacteur n°3 de la centrale du Bugey ont permis à EDF d'avoir une bonne connaissance de l'endommagement des tubes. L'IRSN a examiné l'adéquation des propositions de traitement de ces dégradations, transmises par EDF en janvier 2010, aux objectifs d'étanchéité et d'intégrité assignés à ces tubes.

L'IRSN a considéré que les propositions de traitement d'EDF permettaient d'exclure la possibilité de rupture complète d'un tube au cours du prochain cycle de fonctionnement jusqu'au remplacement des GV prévu en septembre 2010. Par contre, l'IRSN a émis des doutes sur le maintien de l'étanchéité de certains tubes laissés en service au cours du prochain cycle de fonctionnement ; c'est pourquoi l'IRSN a recommandé qu'EDF bouche préventivement tous les tubes affectés par un endommagement profond par corrosion pouvant conduire à une perte notable de l'étanchéité du faisceau tubulaire au cours du cycle en question. EDF a réalisé *in situ* des essais hydrauliques à forte pression avec des tubes endommagés afin de renforcer sa position quant à l'absence de risque de fuite notable pour toutes les situations d'exploitation pour le dernier cycle de fonctionnement des générateurs de vapeur avant leur remplacement programmé.

Après consultation par l'ASN du groupe d'experts chargé des équipements sous pression nucléaires, EDF a finalement pris la décision de procéder au remplacement anticipé des générateurs de vapeur du réacteur n°3 de la centrale du Bugey en 2010.

Qu'en est-il des autres réacteurs du parc ?

Il subsiste aujourd'hui sur le parc deux réacteurs dont les GV sont identiques à ceux du réacteur n°3 de la centrale du Bugey et qui peuvent donc présenter les mêmes anomalies : le réacteur n°2 de la centrale de Fessenheim et le réacteur n° 3 de la centrale de Gravelines. Les GV du réacteur n°2 de la centrale de Fessenheim seront remplacés à l'occasion du prochain arrêt pour rechargement en 2011, ceux du réacteur n° 3 de la centrale de Gravelines ne le seront qu'en 2012 ; des contrôles spécifiques sur ces GV sont par conséquent prévus lors du prochain arrêt pour rechargement du réacteur (en 2011) afin de s'assurer que l'état des tubes est acceptable pour poursuivre l'exploitation durant un cycle et le cas échéant, si les contrôles révélaient des anomalies sur certains tubes, réaliser à titre préventif, le bouchage des tubes concernés.

ANOMALIES GENERIQUES

La standardisation des réacteurs à eau sous pression du parc EDF présente de nombreux avantages en matière d'exploitation : mêmes référentiels d'exploitation, maintenance optimisée, partage du retour d'expérience... Par contre, elle devient un inconvénient quand apparaît une anomalie susceptible d'affecter plusieurs réacteurs, voire l'ensemble des réacteurs du parc. L'IRSN est particulièrement attentif à la détection et au traitement de cette catégorie d'anomalies, dites génériques. Leur traitement pour l'ensemble des réacteurs s'étend généralement sur plusieurs années. Le présent rapport détaille certaines d'entre elles, découvertes ou en cours de traitement en 2009.

Dans ce cadre, l'IRSN note que les événements liés à la maintenance sont en forte augmentation au cours des dernières années, et affectent de plus en plus des matériels importants pour la sûreté. Parmi ceux-ci, des mélanges de graisses de lubrification, dont la tenue aux conditions d'ambiance en situation accidentelle n'est pas démontrée, ont été constatés dans des robinets et des motopompes.

Par ailleurs, des fissurations de piquages de faible diamètre sont apparues dès le début de l'exploitation des réacteurs nucléaires d'EDF et ont été à l'origine de plusieurs fuites de fluide primaire. Imputables à un phénomène de fatigue vibratoire, elles font l'objet d'investigations par EDF depuis de nombreuses années. Des progrès sensibles dans la prévention de ce phénomène ont été réalisés, mais des fissurations de nouveaux piquages apparaissent, montrant la complexité du phénomène et donc la nécessité de maintenir un programme de surveillance.

Défauts de qualités lors des opérations de maintenance et les non-conformités de matériels aux exigences de qualification

L'augmentation du nombre des événements significatifs liés à la maintenance, déjà évoquée par l'IRSN dans son rapport public relatif à l'année 2008, s'est poursuivie en 2009. Parmi ces événements, l'IRSN note un nombre élevé d'anomalies affectant des matériels importants pour la sûreté, dont certaines affectent plusieurs réacteurs. Dans certains cas, les matériels concernés ne répondent plus à leurs exigences de qualification, c'est-à-dire qu'ils pourraient ne pas assurer leur mission lors d'un accident.

Parmi les événements associés à des opérations de maintenance, l'IRSN note un nombre important d'anomalies affectant des matériels et en particulier des anomalies dites « génériques », affectant ou susceptibles d'affecter plusieurs réacteurs, voire l'ensemble des réacteurs d'EDF. Il peut en résulter, pour les matériels appelés à fonctionner en situation accidentelle, des non-conformités aux exigences de qualification auxquelles ils doivent répondre pour assurer leurs fonctions de sûreté.

Comme déjà évoqué dans le rapport public relatif à l'année 2008, l'IRSN constate que le nombre d'anomalies de ce type n'a pas cessé d'augmenter depuis le début des années 2000.

Les causes de ces anomalies sont diverses. En première analyse, beaucoup d'anomalies résultent de gestes inadaptés ou du non-respect des procédures en vigueur par les intervenants.

Selon l'IRSN, les causes profondes de ces événements sont à rechercher non seulement dans l'organisation des activités de maintenance, en particulier dans une insuffisante maîtrise des activités sous-traitées (lesquelles sont en sensible augmentation), mais également dans des manques de professionnalisme ou de compétence des intervenants. Les choix de politique industrielle faits par EDF entraînent une mutation des pratiques de maintenance des installations. La transition du « faire » au « faire faire » a eu un impact direct à EDF sur les métiers et les compétences associées en matière de maintenance. Elle nécessite notamment :

- un renforcement des compétences de maîtrise d'ouvrage (analyse des besoins, répartition pertinente des activités à traiter et des activités à sous-traiter, passation des commandes ...) ;
- un renforcement des compétences de préparation (des programmes d'intervention) ;
- une coordination et une évaluation fine des prestations et des prestataires ;
- une montée des compétences en matière de diagnostic et de pronostic chez l'exploitant au détriment de celles de réalisation qui doivent être renforcées dans les entreprises prestataires.

La maîtrise des compétences de ses prestataires constitue donc un enjeu majeur pour EDF. Le renouvellement des compétences, tant dans EDF que dans les entreprises sous-traitantes, est de nature à entraîner des défauts de maîtrise du geste professionnel, comme cela a été relevé ces dernières années et notamment en 2009. A titre d'exemple, on peut citer un événement survenu à la centrale de Belleville-sur-Loire où un manque de savoir-faire des intervenants a conduit à la détérioration de la pivoterie de plusieurs vannes appartenant à des systèmes de sauvegarde du réacteur (un défaut de montage des roulements coniques équipant ces vannes a provoqué leur blocage). Les essais réalisés en fin d'intervention ont néanmoins permis à EDF d'identifier ces écarts avant le redémarrage du réacteur, et d'engager les actions correctives rapidement. A la demande de l'Autorité de sûreté nucléaire, des investigations ont été menées par l'IRSN, à l'issue desquelles l'IRSN a recommandé que l'exploitant de la centrale réalise des contrôles complémentaires sur d'autres vannes de ses réacteurs dans les plus brefs délais ; l'IRSN a également recommandé que le retour d'expérience soit pris en compte au plan national par EDF.

La maintenance des 58 réacteurs d'EDF fait intervenir 8 000 agents de la Division de la Production Nucléaire , 2 000 agents de la Direction de l'Ingénierie et 17 000 intervenants prestataires relevant d'environ 400 entreprises sous-traitantes (soit environ deux tiers des effectifs qui interviennent pour la maintenance).

Si, comme dans l'exemple précédent, certains écarts de maintenance peuvent être détectés très rapidement du fait de l'indisponibilité immédiate des matériels concernés, il s'avère parfois beaucoup moins évident de les détecter et donc d'en apprécier la nocivité, comme le montre l'exemple de la dégradation d'un coussinet de bielle d'un groupe électrogène de la centrale de Chinon B survenue en 2008, à l'issue d'une révision complète de celui-ci. Le groupe avait été réparé mais l'exploitant n'avait pas été en mesure d'identifier la cause précise de la dégradation constatée. Ce n'est qu'en 2009, à la suite d'événements analogues survenus en Allemagne, que le constructeur de ces groupes électrogènes a pu caractériser les anomalies, à savoir des défauts de dimensionnement sur certains coussinets fournis en pièces de rechange. Après avoir été alerté par le constructeur, EDF a mené des investigations pour ses réacteurs, qui ont montré que 17 groupes électrogènes de secours des réacteurs de 900 MWe pouvaient être concernés par l'anomalie. EDF a mené un programme volontariste de remise en conformité de ces groupes électrogènes. Cet exemple montre qu'il est souvent difficile de détecter des défauts affectant des pièces de rechange lors de leur montage ou lors des essais de requalification après intervention. Toutefois, une dégradation ou une anomalie ne doit pas rester inexplicite et il incombe aux responsables de la maintenance d'élargir et d'approfondir les investigations pour en trouver l'origine.

Plusieurs exemples montrent que la vigilance et l'exploitation systématique du retour d'expérience, ainsi que des « signaux faibles » précurseurs d'une éventuelle dégradation, sont primordiales pour la détection d'anomalies qui peuvent s'avérer génériques. Ainsi, après le constat fait au cours de l'année 2009, de dégradations d'épingles de maintien de relais électromagnétiques intervenant dans les fonctions de sauvegarde d'un réacteur, l'IRSN a alerté l'ASN sur les risques associés à cette anomalie qui pouvait être générique. En effet, même si les relais électromagnétiques restaient pleinement disponibles en fonctionnement normal, leur fonctionnement pendant ou après un séisme n'était plus assuré. L'analyse de ces anomalies par l'exploitant a mis en évidence que celles-ci résultaient de pratiques d'exploitation, les différents intervenants amenés à déboucher et réembrocher ces relais n'ayant pas connaissance des risques associés à une dégradation des épingles de maintien. A partir de la

découverte de simples écarts isolés, un vaste programme de contrôles de tous les réacteurs a été finalement engagé à l'instigation de l'IRSN.

Dans le même ordre d'idées, lors de l'arrêt pour rechargement du réacteur n°4 de la centrale du Blayais en 2009, la rupture de vis équipant des vannes du système d'injection de sécurité a été constatée. L'analyse menée par l'IRSN a permis de montrer que quelques très rares cas similaires avaient déjà été détectés dans les réacteurs d'EDF, mais surtout que des incohérences existaient dans les différents documents de montage d'EDF quant à la nature du matériau des vis. Finalement, la rupture des vis a été imputée à la composition de l'acier des vis, sensible à la corrosion, ce qui a conduit EDF à planifier le remplacement des vis de ce type de vannes dans l'ensemble de ses réacteurs électronucléaires.

En conclusion, l'IRSN note depuis quelques années, une augmentation des anomalies affectant les matériels, souvent associées à des opérations de maintenance. Toutefois, il semble difficile de faire un lien direct entre l'accroissement des activités de maintenance sous-traitées et cette augmentation. L'analyse de l'IRSN montre que certaines activités (la fabrication des pièces de rechange, les sources d'approvisionnement) peuvent aussi être sources des anomalies détectées. Par ailleurs, une part importante de ces anomalies présentent un caractère générique et affectent plusieurs réacteurs. L'IRSN souligne régulièrement la nécessité d'une vigilance constante dans la détection des écarts et dans la vérification de leur caractère générique ou non. La présence possible d'anomalies non détectées dans des systèmes importants pour la sûreté pose en effet question quant aux moyens de les éviter (risques liés au renouvellement des compétences, maîtrise des fournisseurs par le maître d'œuvre EDF). Lorsque de telles anomalies sont découvertes, l'analyse par EDF de leur impact sur la sûreté fait systématiquement l'objet d'évaluations par l'IRSN, aboutissant dans certains cas à la redéfinition des programmes d'investigation prévus ou à la modification des calendriers de remise en conformité.

Fissurations de piquages de faible diamètre

Dès le début de l'exploitation des réacteurs à eau sous pression, des phénomènes de fissuration par fatigue vibratoire ont provoqué des fuites de certains piquages sur des circuits importants pour la sûreté. Ces phénomènes de fatigue vibratoire sont complexes et difficiles à appréhender. Depuis 20 ans, EDF progresse dans l'analyse de ces vibrations et la recherche de leurs origines, qui ont conduit à modifier certains piquages et à caractériser ceux sensibles aux phénomènes vibratoires. A ce jour, EDF ne prévoit qu'une surveillance des piquages qu'il considère comme sensibles. Pour l'IRSN, compte tenu de la complexité des phénomènes vibratoires, il reste nécessaire de maintenir un programme de surveillance sur un ensemble plus élargi de piquages.

Le contexte

Le 21 septembre 1995, à la fin d'un arrêt pour rechargement de combustible du réacteur n°5 de la centrale de Gravelines, une perte d'eau primaire est détectée. La brèche, localisée dans le circuit de refroidissement à l'arrêt du réacteur, correspond à la rupture franche d'un piquage de 15,8 mm de diamètre. Le débit de fuite a atteint rapidement 16 m³/h ; la perte d'eau primaire a été compensée par l'injection d'eau par le système de contrôle chimique et volumétrique du réacteur. Compte tenu de la localisation de la rupture, la partie de tuyauterie affectée n'était pas isolable. Une réparation temporaire a consisté en la mise en place d'un bouchon. Cette réparation a nécessité l'arrêt du circuit de refroidissement à l'arrêt du réacteur pendant 14 minutes.

Un réacteur nucléaire est constitué de nombreux systèmes mécaniques interconnectés, eux-mêmes composés de différents matériels : pompes, vannes, tuyaux... qui permettent d'assurer la circulation de fluides. La connexion d'un système à un autre peut être réalisée par une liaison soudée de deux tuyaux, appelée piquage qui se présente sous la forme de T ou de Y. Plus simplement, le piquage correspond au tuyau le plus petit qui se pique sur le plus gros. Les photos présentées en figure 1 illustrent ce type de liaisons.

Ce type de fuite sur un petit piquage n'est pas rare. En effet, rapidement après la mise en exploitation des réacteurs de 900MWe et de 1300 MWe, des fuites de piquages de diamètre inférieur ou égal à 50 mm ont été observées. Les piquages concernés sont des piquages de purges, d'évents, de prises d'échantillons, d'instrumentations ou des piquages de soupapes de protection contre les surpressions (figure 1).

On dénombre environ 70 000 piquages de ce type pour les 58 réacteurs nucléaires français en exploitation.

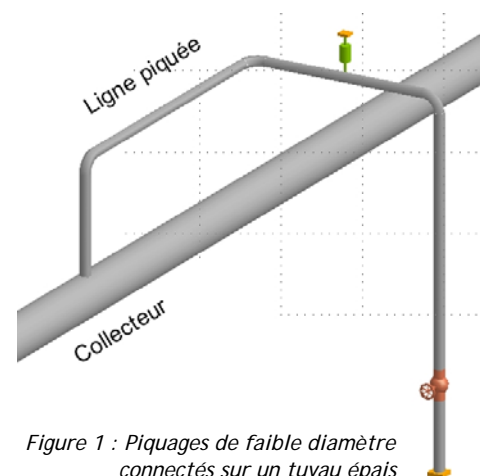


Figure 1 : Piquages de faible diamètre connectés sur un tuyau épais

Au 31 décembre 2009, EDF avait recensé, depuis le début de l'exploitation du parc, 400 cas de fissurations de piquages de faible diamètre sur des circuits importants pour la sûreté. Le nombre de fissurations relevé annuellement a été à peu près constant au cours des 6 dernières années, soit environ une dizaine par an pour l'ensemble des 58 réacteurs.

L'analyse du retour d'expérience montre que ces fissurations sont imputables à des phénomènes vibratoires dus à l'écoulement de fluide dans les tuyaux ou aux vibrations des pompes avoisinantes. Ces vibrations conduisent parfois, après un grand nombre de cycles, à un phénomène de fissuration par fatigue. On parle alors de fatigue vibratoire. Ces fissurations se produisent dans les soudures qui sont les zones les plus vulnérables (figure 2).

Ces fissurations peuvent conduire à des fuites de fluide primaire, qui sont le plus souvent compensées par l'injection d'eau par le système de contrôle volumétrique et chimique. Il n'est alors pas nécessaire de faire appel au système d'injection de sécurité du réacteur. Ces fuites sont dès lors rarement d'une gravité majeure pour la sûreté de l'installation. Toutefois, l'existence d'une fuite primaire, dès lors qu'elle est détectable, n'est pas tolérable, même dans un bâtiment dont l'étanchéité par rapport à l'environnement est surveillée.

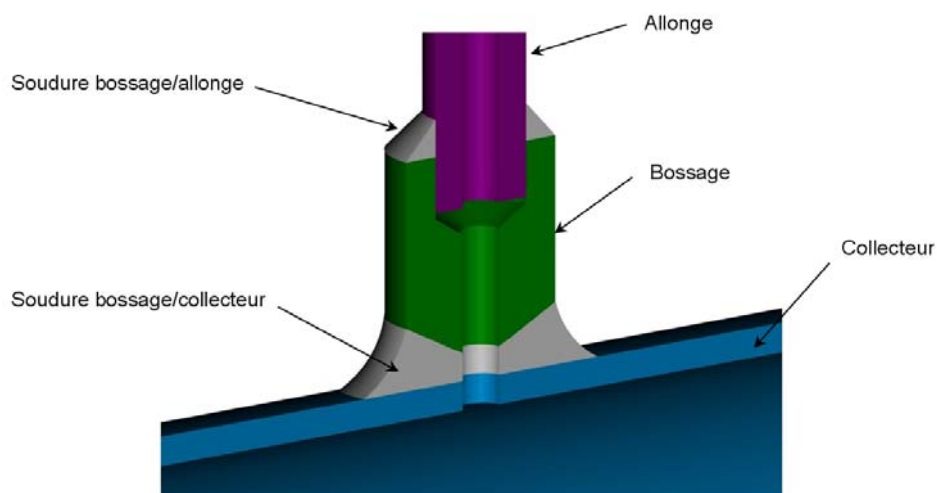


Figure 2 : Coupe d'un pied de piquage - Localisation des cordons de soudures

Les investigations menées par EDF

Au cours des années 90, EDF a procédé à de nombreuses modifications de piquages en vue de remédier aux problèmes de fissuration par fatigue vibratoire, notamment dans les circuits de sauvegarde. Cependant, après l'apparition de nouvelles fissurations, y compris dans des piquages ayant déjà fait l'objet de modifications, EDF a lancé en 2002 une campagne de dépistage, par mesures vibratoires, des piquages sensibles aux vibrations (figure 3). Cette campagne de dépistage devrait s'achever bientôt. Afin de réduire à environ 10 000 le nombre de piquages à examiner, EDF a considéré que le comportement vibratoire des piquages de même type était similaire pour les centrales de même puissance. Pour chaque type de piquage, EDF a alors défini un piquage de référence.

Les résultats obtenus pour le piquage de référence sont ensuite extrapolés aux piquages homologues des centrales similaires.

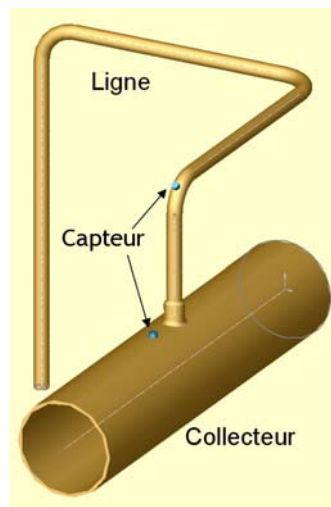


Figure 3 : Exemple de localisation des capteurs de mesure

Globalement, les investigations menées ont permis à EDF d'identifier les principales sources de vibrations dans les circuits importants pour la sûreté et de faire un bilan du niveau vibratoire de ces circuits. Certains circuits présentent des niveaux vibratoires élevés.

L'analyse du retour d'expérience montre qu'aucune modification ne doit être envisagée sans avoir une connaissance précise de la (ou des) source(s) de vibrations en présence. En effet, de nouvelles fissurations ont été constatées dans des piquages qui venaient d'être modifiés pour cause de fissurations. Par exemple, près des deux tiers des piquages modifiés du circuit d'appoint d'eau et de bore restent sensibles aux vibrations.

Enfin, les enseignements tirés de l'exploitation et de la recherche et développement ont permis à EDF d'établir de nouvelles règles de conception des piquages qui seront utilisées pour les nouveaux réacteurs (EPR notamment) et pour modifier les piquages sensibles existants.

L'analyse de l'IRSN

Le comportement vibratoire des pompes en fonctionnement, très souvent à l'origine des vibrations de piquages, peut fluctuer notablement à la fois au cours du temps et d'une pompe à une autre pour un même type de réacteurs. Il n'est donc pas aisé d'appréhender le comportement vibratoire des piquages et des tuyauteries dans le temps alors que le comportement des pompes n'est lui-même pas facile à déterminer. Le critère retenu par EDF pour déclarer un piquage sensible aux vibrations est un critère de vitesse maximale de vibration (12 mm/s). Face aux nouvelles fissurations observées sur des piquages modifiés, l'IRSN a recommandé qu'EDF procède à une analyse vibratoire plus précise en tenant compte de la fréquence d'excitation des piquages (analyse spectrale). L'IRSN a également recommandé que toute modification d'un piquage soit validée immédiatement après l'intervention par une nouvelle campagne de mesures.

Sur l'ensemble des piquages qui se sont fissurés, un nombre important n'étaient pas caractérisés comme sensibles aux vibrations par EDF, ce qui, pour l'IRSN, témoigne bien des incertitudes inhérentes à la méthode de détection des piquages sensibles, qui repose en particulier sur l'hypothèse de l'existence d'une similitude vibratoire entre les réacteurs d'un même palier. Pour l'IRSN, la démonstration de l'existence d'une similitude vibratoire entre les réacteurs d'un même palier n'est pas établie. En effet, les vibrations dépendent de nombreux paramètres qui peuvent varier entre deux réacteurs. Le tracé et le supportage des tuyauteries, la géométrie des piquages mais aussi la conduite de l'installation ne sont pas strictement identiques d'un réacteur à l'autre. Or, une légère fluctuation d'un ou de plusieurs de ces paramètres peut modifier notablement le comportement vibratoire des piquages.

A ce jour, EDF propose une surveillance des piquages déclarés sensibles en attendant le traitement de ces piquages et/ou le traitement des sources de vibrations. Pour l'IRSN, une surveillance des piquages de faible diamètre implantés sur les circuits importants pour la sûreté doit être poursuivie, qu'il s'agisse de piquages déclarés sensibles ou de piquages non déclarés sensibles, en particulier dans la perspective d'une extension de la durée de fonctionnement des réacteurs où la fiabilité des matériels doit être maintenue constante.

Mélanges de graisses dans des équipements appelés à fonctionner dans des situations accidentelles

EDF a découvert dans plusieurs centrales des mélanges de graisses, dans des matériels appelés à fonctionner dans des conditions d'ambiance accidentelles ; et deux événements significatifs pour la sûreté, à caractère générique, ont été déclarés à ce sujet en 2009. Dans des conditions d'ambiance normales, un mélange de graisses compatibles n'est pas préjudiciable au fonctionnement des matériels. Mais en l'absence d'une qualification par des essais ou par des analyses ou des retours d'expérience suffisants, l'IRSN considère que les propriétés lubrifiantes de ces mélanges de graisse en cas d'accident restent à démontrer.

La qualification des matériels aux conditions accidentelles

Certains matériels installés dans l'enceinte de confinement assurent des fonctions de sûreté (étanchéité de l'enceinte, évacuation de la chaleur produite par le combustible...) et doivent rester opérationnels dans des conditions accidentelles. Ils doivent pour cela être qualifiés (voir l'encadré). Maintenir cette qualification pérenne exige une attention particulière tout au long de l'exploitation de la centrale, en particulier lors des phases de maintenance ; toute modification d'un composant d'un matériel qualifié doit

La maîtrise de la sûreté d'un réacteur en situation accidentelle suppose entre autres la disponibilité et la capacité à fonctionner de matériels installés dans l'enceinte de confinement. Plusieurs cas d'accidents sont envisageables, jusqu'à la rupture d'une tuyauterie principale du circuit primaire de refroidissement du réacteur, entraînent une dégradation des conditions ambiantes dans l'enceinte de confinement, avec une augmentation des températures, de la pression et des radiations ambiantes. Les matériels qui doivent fonctionner dans les conditions accidentelles et post-accidentelles font l'objet d'une qualification qui consiste à démontrer, par des essais sur banc en usine ou en laboratoire ou par des analyses particulières, leur capacité à fonctionner dans ces conditions. Cette démonstration doit être apportée pour tous les composants des matériels concernés, y compris les graisses.

préalablement faire l'objet d'une analyse ou d'un essai complémentaire destiné à vérifier que la qualification reste acquise ; c'est notamment le cas pour les graisses utilisées pour lubrifier les servomoteurs de robinets ou les paliers des groupes motopompes du circuit de refroidissement du réacteur à l'arrêt (RRA). Outre les effets du vieillissement, les caractéristiques physico-chimiques des graisses peuvent être affectées par les radiations et les conditions ambiantes (température, vapeur, pression) régnant dans l'enceinte et donc, seules sont autorisées des graisses qualifiées.

Le graissage, un sujet qui n'est pas nouveau

Des graissages inappropriés, c'est-à-dire l'introduction de mélanges de graisses de références différentes, l'utilisation de graisses non conformes aux prescriptions du constructeur, l'oubli de graissage de matériels neufs ou d'appoint périodique, sont régulièrement observés par EDF depuis plusieurs années. Un graissage inadapté pourrait affecter des matériels redondants d'un système important pour la sûreté et constitue de ce fait un mode commun de défaillance. Le graissage des matériels qualifiés est donc un sujet sensible.

Ce risque de mode commun a déjà fait l'objet d'un examen approfondi à la fin des années 90 sur la base d'une expertise réalisée par l'IPSN. Une doctrine de graissage des groupes motopompes importants pour la sûreté avait alors été établie par EDF, qui avait permis de diminuer la fréquence des incidents de graissage. Toutefois, des événements survenus récemment montrent la nécessité qu'EDF exerce une surveillance permanente sur ce sujet.

Constat d'un mélange de graisses dans les servomoteurs de robinets qualifiés

Deux graisses différentes, toutes deux qualifiées aux conditions accidentelles, sont utilisées pour lubrifier les robinets qualifiés. Une graisse (que nous appellerons graisse A) assure la lubrification du servomoteur électrique, une graisse (que nous appellerons graisse B) assure la lubrification du robinet (noix de manœuvre, boîte à butée ...).

Le 10 juillet 2008, lors d'opérations de maintenance préventive réalisées dans le réacteur n°2 de la centrale de Nogent-sur-Seine, l'intervenant a constaté la présence de graisse B dans les graisseurs de quatre servomoteurs qualifiés, alors que ceux-ci n'auraient dû contenir que de la graisse A. L'exploitant a alors effectué un contrôle de l'ensemble des robinets qualifiés du réacteur et constaté des écarts de graissage dans vingt servomoteurs. L'écart portait sur l'apport de graisse B, normalement destinée au robinet, dans le servomoteur. Ceci entraînait la présence dans le servomoteur d'un mélange non qualifié de deux graisses. En effet, bien que chacune de ces deux graisses soit qualifiée, et que leurs composants respectifs (huiles, épaississants) ne soient pas incompatibles, l'IRSN considère que leur mélange dans des proportions variables et non quantifiables ne peut pas être considéré comme qualifié. Le mélange ainsi obtenu pourrait perdre ses propriétés lubrifiantes dans une ambiance accidentelle et provoquer ainsi l'indisponibilité des matériels concernés. Le 12 novembre 2008 pour le réacteur n°1 de la centrale de Golfech et le 27 janvier 2009 pour le réacteur n° 1 de la centrale de Chooz B, des non-conformités de graissage identiques ont été découvertes dans des servomoteurs qualifiés. La proximité et la ressemblance des graisseurs du servomoteur et de la boîte à butée pourraient en partie expliquer la multiplication de ces écarts.



Proximité des graisseurs des servomoteurs et boîte à butée source d'erre

Graisseurs servomoteurs

Graisseurs boîte à butée

Leur caractère générique a conduit EDF à planifier un contrôle des servomoteurs de l'ensemble des centrales, lors des arrêts pour rechargement. La remise en conformité préconisée par l'IRSN a consisté à démonter le servomoteur pour le nettoyer et y remplacer la graisse. Selon la nature des graisses mélangées et l'importance du rôle pour la sûreté du servomoteur affecté, la remise en conformité est réalisée immédiatement ou reportée dans le cadre d'opérations de maintenance ultérieures.

Mélange de graisses dans les motopompes du circuit de refroidissement du réacteur à l'arrêt

L'arrêt récent de la fabrication de la graisse qualifiée utilisée pour le graissage des paliers des motopompes du circuit de refroidissement du réacteur à l'arrêt (RRA) a conduit EDF à la remplacer par une graisse équivalente, qualifiée et répondant aux mêmes spécifications de lubrification. A cette fin, EDF a préconisé, pour les groupes motopompes concernés, le remplacement de la graisse par une « chasse », consistant à injecter en une seule fois un volume de graisse correspondant à une fois et demi le volume calculé des espaces libres des roulements équipant chaque palier de la pompe ou du moteur.

Cette pratique de graissage par « chasse » ne permet pas l'évacuation complète de l'ancienne graisse. Elle conduit donc à la formation d'un mélange de deux graisses en proportions non quantifiables, aux caractéristiques techniques incertaines. Bien que le guide d'exploitation et d'entretien des pompes RRA interdise le mélange de graisses de références différentes, EDF a cependant estimé que le procédé était ici acceptable compte tenu du fait que chacune des deux graisses est qualifiée et que le fournisseur de la nouvelle graisse a confirmé sa compatibilité avec l'ancienne graisse.

En juillet 2009, lors du changement de graisse par « chasse » sur une motopompe RRA de la centrale de Civaux conformément aux préconisations d'EDF et du fournisseur, la température du palier de la motopompe a atteint le seuil d'alarme à plusieurs reprises. Bien qu'il n'ait pas été montré que cette anomalie soit liée à une incompatibilité des graisses entre elles, elle a suscité un certain nombre de questions de la part de l'IRSN relatives, notamment, aux caractéristiques du mélange et à la pérennité de la qualification. Si l'IRSN n'a pas contesté la tenue de ce mélange pour des situations normales d'ambiance, il a considéré par contre que la tenue du mélange dans une ambiance accidentelle n'était pas démontrée. A l'issue d'un contrôle systématique du graissage des motopompes RRA sur l'ensemble des centrales, 29 motopompes sur les 116 du parc présentaient une non-conformité de graissage. La démonstration de la qualification du mélange de ces deux graisses n'ayant pas été apportée, EDF a déclaré le 30 septembre 2009 un événement significatif pour la sûreté à caractère générique. Des tests et des analyses complémentaires engagés par EDF ont permis de démontrer la bonne tenue des mélanges de graisse en situation accidentelle. Néanmoins, sans attendre les résultats de ces essais, EDF a procédé à titre préventif à la remise en conformité de plusieurs groupes motopompes en démontant la pivoterie de la pompe et en la remplaçant par une nouvelle pivoterie équipée de la nouvelle graisse qualifiée.

LES EVOLUTIONS SIGNIFICATIVES

Des avancées des connaissances techniques et scientifiques, des faiblesses identifiées ou des leçons tirées du retour d'expérience, un environnement ou une réglementation qui évoluent, des impératifs économiques... autant de raisons qui conduisent à faire évoluer les installations ou leurs modalités d'exploitation. Les réexamens de sûreté, réalisés par les exploitants tous les 10 ans, sont l'un des cadres essentiels pour la mise en œuvre de telles évolutions. Certaines modifications ou évolutions nécessitent parfois plusieurs années de réflexions et d'études avant leur définition précise et leur mise en place. D'autres nécessitent une mise en œuvre plus rapide pour répondre à des contraintes d'exploitation. Durant l'année 2009, plusieurs évolutions significatives ont été examinées par l'IRSN ; certaines sont exposées ci-après.

La radioactivité volumique du fluide circulant dans certains circuits des réacteurs doit respecter des critères et des limites définis par les spécifications radiochimiques. La dégradation de crayons combustibles dans les réacteurs des 1300 MWe a conduit EDF à renforcer les spécifications pour ces réacteurs au début des années 2000. Ce type de dégradation étant considéré comme maîtrisé aujourd'hui, EDF a souhaité revenir à des spécifications communes à l'ensemble des réacteurs du parc électronucléaire français.

Afin de réduire le risque de rejets radioactifs dans l'environnement en cas de fuites de tubes de générateurs de vapeur, EDF procède au bouchage préventif des tubes présentant une anomalie et des tubes avoisinant ces derniers. Cependant, les taux de bouchage de plus en plus élevés ainsi atteints au fil des années ont un impact significatif sur le fonctionnement des installations concernées. L'IRSN est ainsi appelé à se prononcer sur l'acceptabilité, du point de vue de la sûreté, des taux de bouchage des tubes des générateurs de vapeur.

La prise en compte des facteurs organisationnels et humains lors de la conception des modifications est primordiale pour une exploitation sûre des installations. Dans le cadre des réexamens de sûreté associés aux visites décennales des réacteurs, EDF engage des volumes significatifs de modifications de ses centrales. Ces modifications introduisent des changements techniques, documentaires ou organisationnels qui ont une incidence sur les pratiques d'exploitation. L'IRSN a évalué les dispositions mises en œuvre par EDF pour prendre en compte ces facteurs.

Évolution des spécifications radiochimiques

La radioactivité du fluide circulant dans certains circuits, et en particulier dans le circuit primaire, doit respecter des critères définis par les spécifications radiochimiques. Celles-ci fixent les limites à respecter pour chacun des circuits concernés ; elles ont été renforcées pour les réacteurs de 1300 MWe au début des années 2000 à la suite de la constatation de dégradations de crayons combustibles. Le type de dégradations correspondant étant considéré comme maîtrisé aujourd'hui, EDF a souhaité revenir à des spécifications communes à l'ensemble des réacteurs du parc. L'important travail d'analyse réalisé par l'IRSN a permis une amélioration des connaissances concernant la surveillance de la radioactivité du fluide primaire et l'a conduit à recommander le maintien des critères renforcés.

Que sont les spécifications radiochimiques ?

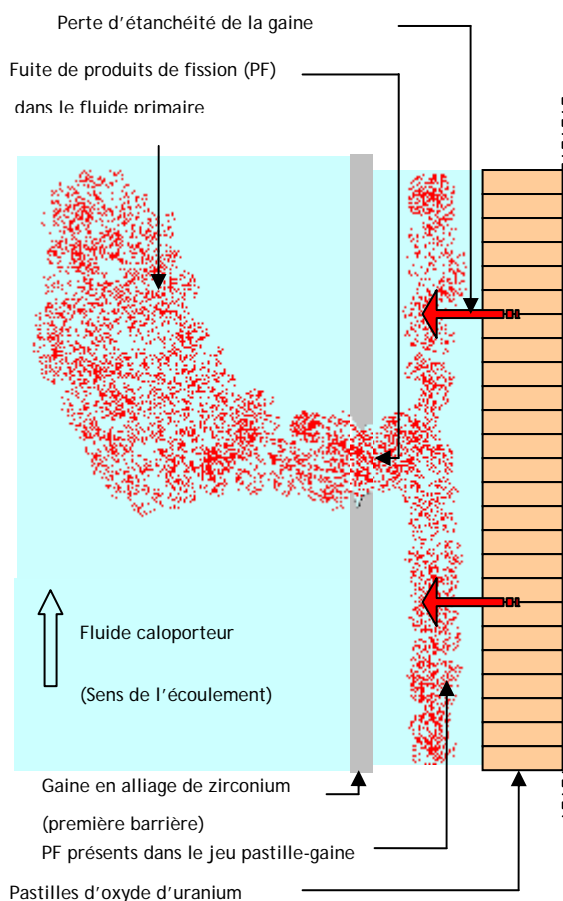
L'ensemble des paramètres radiochimiques à contrôler et les modalités de ces contrôles sont consignés dans un document désigné par « spécifications radiochimiques », qui fait partie des Règles Générales d'Exploitation (RGE).

Parmi les nombreux paramètres contrôlés, figurent un certain nombre d'indicateurs qui ont un rôle bien précis. Par exemple, la teneur en gaz de fission dans le circuit primaire (indicateur « Somme des gaz ») est utilisée pour la surveillance de l'étanchéité de la première « barrière » (gaines de combustible). L'indicateur mesurant l'activité de l'iode 134 dans l'eau du circuit primaire, quant à lui, permet de détecter une éventuelle dissémination de matière fissile dans ce circuit.

Tous ces contrôles sont réalisés selon une fréquence et dans des conditions clairement définies. En particulier, un prélèvement de fluide primaire est réalisé régulièrement afin de réaliser une analyse par spectrométrie gamma dans un laboratoire de chimie de la centrale. Les valeurs des deux indicateurs cités ci-dessus sont notamment déterminées et confrontées aux seuils prescrits dans les spécifications radiochimiques. En cas de dépassement d'un seuil, des mesures correctives graduées, pouvant aller jusqu'à l'arrêt du réacteur, sont mises en œuvre.

Les radioéléments formés par les fissions nucléaires dans les pastilles d'oxyde d'uranium doivent normalement rester confinés à l'intérieur des crayons combustibles. Ceci est possible grâce aux gaines d'étanchéité des crayons combustibles en alliage de zirconium, qui constituent la première « barrière » entre le combustible et l'environnement. Or, sur les dizaines de milliers de crayons combustibles qui composent le cœur d'un réacteur nucléaire, il peut arriver que l'étanchéité des gaines de certains crayons soit affectée. Les causes possibles sont diverses : présence dans le circuit primaire de corps migrants qui peuvent endommager les crayons, usures par frottement, défauts de fabrication...

Les corps migrants sont des corps présents dans un circuit (par exemple le circuit primaire), à la suite d'erreurs humaines lors des activités d'exploitation (chute d'objet) ou de défaillances de matériels, susceptibles d'agresser les composants du circuit



En cas de défaut d'étanchéité d'une gaine, les **produits de fission**, jusque-là contenus dans le jeu entre les pastilles et la gaine, sont relâchés dans le fluide primaire, et peuvent se retrouver dans divers circuits du réacteur. La radioactivité du fluide primaire fait l'objet d'une surveillance stricte, afin de limiter les conséquences d'une éventuelle rupture de la première barrière en termes de sûreté de l'installation (par exemple en cas de [rupture de tubes de générateur de vapeur](#)), de radioprotection des travailleurs et de protection de l'environnement.

Le phénomène de « fretting » dans les réacteurs de 1300 MWe

A la suite de nombreuses pertes d'étanchéité de gaines de crayons combustibles survenues au début des années 2000 dans les réacteurs de 1300 MWe, avec en particulier la perte d'étanchéité de 92 crayons du réacteur n°3 de la centrale de Cattenom en 2000, EDF a mené des études pour identifier la cause de ces défaillances récurrentes. Un affaiblissement des ressorts de la grille inférieure de certains assemblages a alors été mis en évidence, conduisant à un percement de gaines par un phénomène d'usure vibratoire.

Ce phénomène, dénommé « fretting » par EDF (abréviation de « fretting corrosion »), s'est révélé constituer un problème générique pour les réacteurs de 1300 MWe. L'analyse de l'IRSN a alors conduit l'ASN à demander un renforcement des spécifications radiochimiques de ce type de réacteurs ; cela s'est notamment traduit par la prescription, en 2003, de seuils plus sévères associés aux deux indicateurs évoqués plus haut.

Vers une homogénéisation des spécifications radiochimiques des différents types de réacteurs ?

EDF a proposé en 2008 une nouvelle actualisation des spécifications radiochimiques des réacteurs de 1300 MWe. S'appuyant notamment sur le fait qu'un nouveau type d'assemblage renforcé a été introduit dans les réacteurs concernés, EDF considère que le phénomène de « fretting » est désormais maîtrisé. En pratique, aucune nouvelle perte d'étanchéité par « fretting » n'ayant été détectée sur les assemblages de ce type, EDF a souhaité revenir à des spécifications radiochimiques identiques pour les différents types de réacteurs à eau sous pression exploités en France. Cela se traduirait, entre autres, par le relèvement des limites associées aux indicateurs « Somme des Gaz » et « Iode 134 ».

Assemblage combustible « renforcé »

Un assemblage dit « renforcé » est muni d'une grille de renfort implantée dans la partie basse de l'assemblage de façon à supprimer le risque d'usure vibratoire des crayons combustibles. Les deux constructeurs AREVA et WESTINGHOUSE proposent aujourd'hui ce type d'assemblages, qui équipe désormais en très grande majorité les réacteurs français de 1300 MWe.



Assemblage renforcé, avec notamment sa grille de renfort en partie basse

Analyse de l'IRSN

Sur la base des relevés radiochimiques transmis par EDF pour l'ensemble des réacteurs de 1300 MWe, l'IRSN a réalisé une analyse statistique approfondie en confrontant notamment ces données aux nouveaux seuils proposés. Cet examen a été mené en regard des différents intérêts définis dans la loi n°2006-686 relative à la Transparence et à la Sécurité en matière Nucléaire ([loi TSN](#)) du 13 juin 2006, à savoir la sûreté, la radioprotection et la protection de l'environnement.

Il en est principalement ressorti que les seuils renforcés mis en œuvre pour les réacteurs de 1300 MWe n'entraînaient pas de contraintes particulières pour l'exploitation de ces réacteurs, et jouaient pleinement leur rôle de limitation de la pollution radiologique du circuit primaire. A cet égard, selon l'IRSN, l'objectif premier des spécifications radiochimiques est de borner le domaine de fonctionnement normal des réacteurs, de prévenir des transferts excessifs de radioactivité dans l'environnement en cas d'incident ou d'accident, et de prescrire la conduite à tenir en cas d'évolution anormale de paramètres et indicateurs ; ceci limite à des valeurs aussi basses que raisonnablement possible l'effet d'une pollution radioactive, conformément aux exigences de la loi TSN. L'IRSN souligne que le rôle des spécifications radiochimiques n'est pas seulement de gérer l'activité dans les différents circuits susceptibles d'être contaminés, mais aussi et surtout d'anticiper tout risque pour ne pas parvenir à une telle situation. Par ailleurs, si l'augmentation de la radioactivité du fluide primaire du fait de la perte d'étanchéité de la gaine est limitée par les spécifications radiochimiques, l'IRSN considère que l'objectif à viser est d'approcher au plus près le « zéro défaut » dans les gaines des crayons combustibles. Les bons résultats obtenus par EDF quant au respect des spécifications radiochimiques traduisent incontestablement une gestion appropriée de ces réacteurs. Ils ne doivent pas, selon l'IRSN, être utilisés comme un argument pour une relaxation des seuils associés à certains indicateurs. Aussi, l'IRSN a préconisé le maintien des seuils associés aux indicateurs « Somme des gaz » et « Iode 134 », ainsi qu'une réflexion approfondie sur le bien-fondé des seuils associés à d'autres indicateurs.

Le travail important réalisé par l'IRSN a permis une amélioration des connaissances concernant la surveillance de la radioactivité du fluide primaire des réacteurs de 1300 MWe. Cette analyse s'est révélée si riche d'enseignements que l'IRSN l'a étendue à l'ensemble des 58 réacteurs qui composent le parc électronucléaire français.

Suites du dossier

L'ASN a repris les conclusions de l'IRSN, parmi lesquelles le maintien des seuils associés aux deux indicateurs radiochimiques « Somme des gaz » et « Iode 134 » pour les réacteurs de 1300 MWe. L'instruction se poursuit néanmoins, EDF ayant formulé de nouvelles propositions au début de l'année 2010.

Effet sur la sûreté de l'augmentation du taux de bouchage des tubes de générateurs de vapeur

Les milliers de tubes des générateurs de vapeur transfèrent la chaleur du circuit primaire au circuit secondaire. Leur rôle est essentiel en termes de confinement des produits radioactifs contenus dans le circuit primaire ; en cas de fuite de l'un de ces tubes, il existe un risque de rejet radioactif dans l'environnement. C'est pourquoi, afin de réduire ce risque, EDF obture préventivement certains tubes. Cependant, le nombre de tubes bouchés au fil des années finit par avoir un effet sur le fonctionnement de l'installation. L'IRSN est amené à se prononcer sur l'acceptabilité, du point de vue de la sûreté, de taux de bouchage de plus en plus élevés des tubes des générateurs de vapeur.

Le contexte

Les générateurs de vapeur (GV) sont des échangeurs thermiques constitués de plusieurs milliers de tubes à l'intérieur desquels circule l'eau du circuit primaire (voir *Figure 1*). Ils extraient ainsi la chaleur produite par le combustible et alimentent en vapeur la turbine de l'alternateur. Dans le circuit primaire, l'eau est radioactive, dans les limites fixées par les spécifications radiochimiques (voir article précédent). Les tubes des GV ont la particularité de constituer une part de la seconde et une part de la troisième barrière de confinement, la première étant constituée par les gaines du combustible. En conséquence, une fuite du circuit primaire dans le circuit secondaire à travers les tubes des GV conduit à la présence d'eau primaire, qui peut être radioactive, à l'extérieur du bâtiment du réacteur.

A l'étranger, plusieurs [ruptures de tube de générateur de vapeur \(RTGV\)](#) se sont produites et ont conduit dans certains cas à des rejets radioactifs dans l'environnement. En France, plusieurs cas de fuite notable de tubes se sont produits, sans jamais aller jusqu'à la rupture des tubes affectés (réacteurs n°1 et n°4 de la centrale de Cruas ([voir rapport relatif à l'année 2007](#)), réacteur n°2 de la centrale de Fessenheim ([voir rapport relatif à l'année 2008](#))). Ces fuites ont conduit à la mise à l'arrêt rapide des réacteurs concernés mais ont néanmoins entraîné des relâchements de vapeur légèrement tritiée (contenant du tritium radioactif) dans l'atmosphère. Les contrôles effectués dans l'environnement n'ont pas mis en évidence de trace notable de contamination.

Malgré les dispositions prises lors de la conception et de la fabrication des GV, un tube peut se dégrader en exploitation. En effet, l'épaisseur d'un tube de GV est de l'ordre du millimètre ce qui le rend vulnérable à la corrosion. De par leur conception, certains GV sont davantage sujets à ce risque (voir l'article sur la corrosion des tubes des générateurs de vapeur du réacteur n°3 de la centrale du Bugey).

Compte tenu des risques de rejets radioactifs associés, la probabilité de fuite des tubes de GV doit rester faible. Pour éviter une rupture de tubes, EDF surveille l'état des tubes de chaque GV (le faisceau tubulaire) en

fonctionnement et lors des arrêts pour maintenance. A titre préventif, EDF peut procéder au bouchage de tubes GV (désigné par « BTGV ») lors de chaque arrêt de réacteur (voir Figure 2). Après plusieurs dizaines d'années d'exploitation, certains GV peuvent atteindre des taux de bouchage importants (plusieurs centaines de tubes sont bouchés). De plus, les études de sûreté supposant des taux de bouchages relativement homogènes entre GV, EDF peut être amené à réaliser des bouchages de tubes sains afin de réduire une éventuelle disparité entre GV.

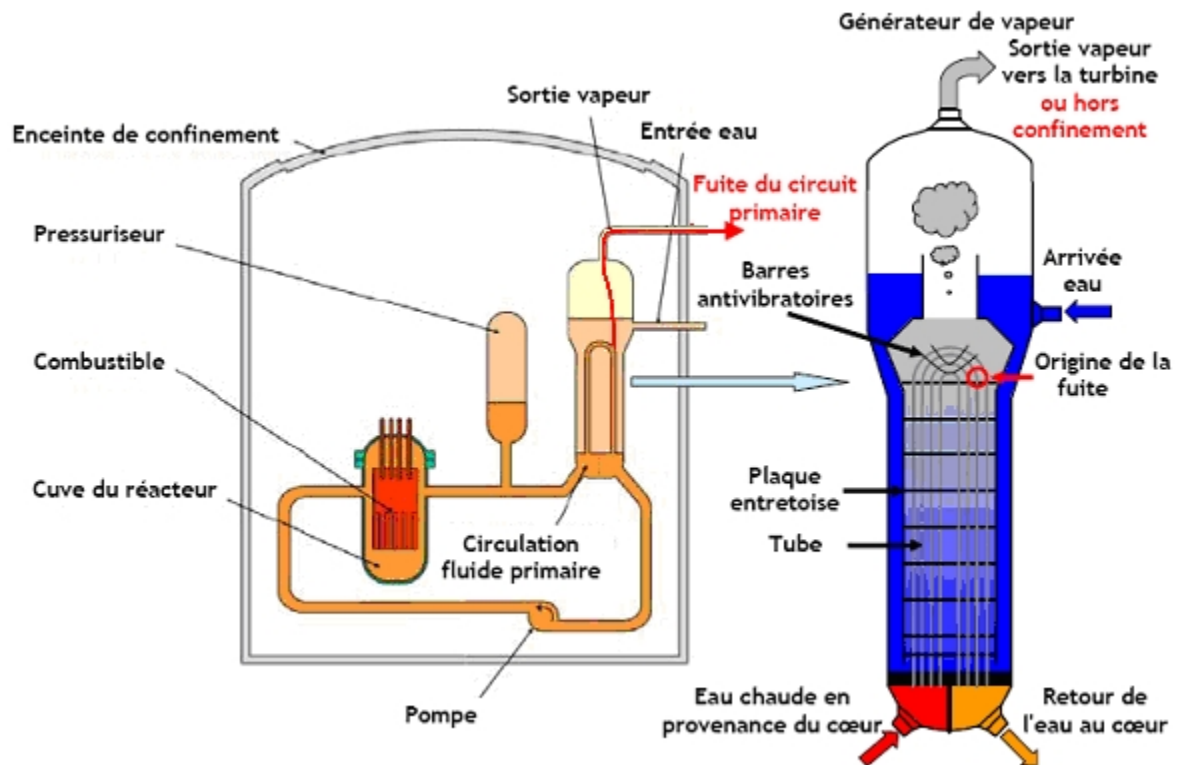


Figure 1 - Schéma simplifié illustrant une fuite d'un tube de GV.

Certains problèmes liés aux GV ont particulièrement marqué l'actualité de l'année 2009. Sur le réacteur de [n°3 de la centrale du Bugey, un nouveau mode de corrosion des tubes de GV a](#) été mis en évidence, entraînant la mise hors service par bouchage d'un nombre important de tubes. De même, pour le réacteur de la centrale de Chinon B, du fait d'une éventualité de bouchage d'un nombre important de tubes d'un des trois GV pendant l'arrêt de 2009, EDF a analysé l'effet d'un taux de bouchage enveloppe de 18,5 % sur les études de sûreté visant à démontrer la suffisance du refroidissement assuré par les GV en situation accidentelle.

Plus le taux de bouchage des GV est important, plus leurs performances sont dégradées et plus les conséquences sur le fonctionnement du réacteur sont importantes, à la fois en situation normale et dans les conditions accidentelles. Ces conséquences amènent EDF à remplacer progressivement les GV, les 3 ou 4 GV équipant un réacteur étant remplacés en même temps.

Différents types de générateurs de vapeur

Différents types de GV sont utilisés sur le parc en exploitation. Le type de GV dépend de l'année de mise en service du réacteur et de l'éventuel remplacement survenu depuis. Lors de leur mise en exploitation, les premiers réacteurs de 900 MWe étaient équipés de GV dont les tubes étaient en alliage Inconel 600. Les conditions

d'exploitation, notamment les propriétés du milieu aqueux, ont conduit à des corrosions sous contrainte de cet alliage, inégales selon les GV et les réacteurs. Des fissures circonférentielles importantes ont par exemple été détectées récemment dans les tubes des GV du réacteur n°3 de Bugey.

L'alliage de type Inconel 600 s'étant rapidement révélé particulièrement sensible à la corrosion, EDF a décidé, dès 1984, d'appliquer un traitement thermique aux tubes des GV en cours de fabrication. Les GV dont le faisceau tubulaire a été traité thermiquement équipent ainsi les derniers réacteurs de 900MWe et les premiers réacteurs de 1300 MWe.

Le traitement thermique étant à l'expérience moins efficace qu'espéré, EDF a décidé d'utiliser à partir de 1990 un nouvel alliage de type Inconel 690 tout en conservant le traitement thermique. Les GV de type 690TT équipent les derniers réacteurs de 1300 MWe et les réacteurs de 1450 MWe. Cet alliage est aussi utilisé dans les GV de remplacement.

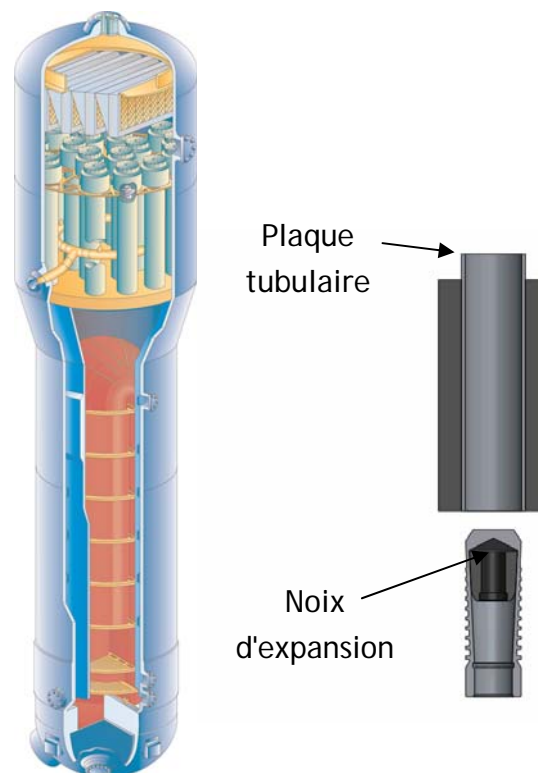


Figure 2 - Bouchage d'un tube de GV.

État du parc

L'état du parc est résumé dans le tableau ci-dessous.

Palier	900 MWe/CPO (3 GV)	900 MWe/CPY (3 GV)	1300 MWe (4 GV)	1450 MWe (4GV)
Nombre de réacteurs	6	28	20	4
dont GV d'origine	1	13	20	4
dont GV remplacés	5	15	0	0
% max de tubes bouchés *	17,95 %	14,67 %	5,11 %	0,20 %
Écart max de taux de bouchage entre GV d'un même réacteur *	9,98 %	4,53 %	5,00 %	0,20 %

Tableau 1 - États des remplacements GV sur le parc d'EDF au 1er décembre 2010 et état des BTGV (* État au 26 octobre 2009)

Effet du nombre de tubes bouchés sur le fonctionnement du réacteur

Les études en support des rapports de sûreté des réacteurs sont réalisées en retenant un certain nombre d'hypothèses qui doivent être respectées au cours de leur exploitation. Le BTGV et le débit primaire font partie de ces hypothèses.

Effet sur le débit et sur le volume d'eau primaire

Le bouchage de tubes de GV réduit la section de passage du fluide dans le faisceau tubulaire correspondant. Il entraîne ainsi une augmentation des pertes de charge dans les tubes GV et par conséquent une réduction du débit de fluide primaire. L'augmentation du taux de bouchage des tubes de GV se traduit également par une légère diminution de la quantité d'eau dans le circuit primaire.

Effet sur les échanges thermiques

Les GV produisent de la vapeur utilisée pour actionner la turbine. La pression du circuit secondaire est la pression d'équilibre entre les phases liquide et vapeur de l'eau à la température de fonctionnement de ce circuit. Le bouchage de tubes GV conduit à une réduction de la surface d'échange entre le circuit primaire et le circuit secondaire. A puissance à évacuer inchangée, la température du fluide primaire restant constante, il est nécessaire de diminuer la température du fluide secondaire, et donc sa pression, de façon à favoriser les transferts de chaleur au travers du faisceau tubulaire des GV. Cependant, la pression du fluide secondaire ne pouvant pas être diminuée en deçà d'une valeur spécifiée afin de respecter certaines hypothèses des études de sûreté (comme la différence de pression entre le circuit primaire et le circuit secondaire), l'exploitant peut être conduit à limiter la puissance du réacteur.

Effet sur la sûreté

EDF est amené à justifier l'effet sur la sûreté des bouchages de tubes, soit dans le cadre de dossiers génériques fixant des limitations en termes de taux de bouchage et de débit de fluide primaire, soit dans le cadre de dossiers ponctuels relatifs au dépassement de ces limitations pour certains réacteurs particulièrement affectés.

L'effet du bouchage des tubes de GV est variable selon les études de sûreté considérées. Si le bouchage peut avoir une incidence bénéfique pour les accidents entraînant un refroidissement du fluide primaire, il a par contre un effet négatif pour les accidents entraînant un échauffement du fluide primaire, effet qu'il convient d'examiner.

Par exemple, pour la perte totale des alimentations électriques externes, le phénomène redouté est une « crise d'ébullition » dans le cœur du réacteur, entraînant un mauvais refroidissement des zones les plus chaudes de ce cœur, avec des risques de dégradations de crayons combustibles. Le phénomène est particulièrement sensible au débit et à la température du fluide primaire. L'augmentation du taux de bouchage des tubes de GV entraîne une augmentation des pertes de charge dans le circuit primaire, ce qui accélère la décroissance du débit après l'arrêt des pompes de ce circuit lors de l'accident. De plus, la diminution de la surface d'échange entre les circuits primaire et secondaire due à une augmentation du bouchage réduit la capacité d'échange de chaleur et participe donc à l'augmentation de la température moyenne de l'eau du circuit primaire, ce qui accroît le risque de « crise d'ébullition » .

L'accident de perte de réfrigérant primaire consiste en une rupture partielle ou totale de l'enveloppe du circuit primaire du réacteur (hors cuve). Le circuit primaire se vide alors de l'eau qu'il contient, plus ou moins rapidement selon la taille de la brèche. Le phénomène redouté est un découverture prolongé des crayons combustibles, ce qui risque de conduire à la fusion du cœur.

Le bouchage de tubes de GV influe sur certaines hypothèses des études de cet accident :

- les caractéristiques de fonctionnement du circuit secondaire ;
- la surface d'échange entre circuit primaire et circuit secondaire ;
- la quantité d'eau primaire présente avant l'accident.

Ainsi, un bouchage important induit une masse d'eau moindre dans le circuit primaire. Au cours de l'accident, le niveau d'eau dans le cœur du réacteur diminue donc plus rapidement, le découverture du cœur est plus précoce et les gaines des crayons combustibles s'échauffent d'autant plus. Cependant, la dépressurisation du circuit primaire est plus rapide et l'injection d'eau dans le cœur par les systèmes de secours intervient de façon plus précoce. Les études d'accident permettent de déterminer lequel de ces deux effets est prépondérant par rapport à l'autre lors du déroulement de l'accident.

L'IRSN est dès lors régulièrement amené à étudier les modifications apportées par EDF aux études de sûreté et aux règles générales d'exploitation au fur et à mesure de l'augmentation des taux de BTGV des réacteurs. Pour les réacteurs de 900 MWe, l'IRSN a examiné différents dossiers successifs justifiant la sûreté d'exploitation pour des taux de bouchage compris entre 10 % et 20 %. Dans le cas du réacteur n°3 de la centrale du Bugey, EDF a été amené à présenter un dossier avec un taux de bouchage enveloppe de 22,5 %.

Par ailleurs, l'IRSN a souligné l'effet d'un déséquilibre de bouchage entre les GV d'un même réacteur. Ceci a conduit EDF à présenter de nouveaux dossiers afin de compléter la démonstration de la sûreté d'exploitation des réacteurs concernés dans cette configuration.

Politique de remplacement des GV d'EDF

EDF a prévu de remplacer les générateurs de vapeur des réacteurs de 1300 MWe, dès leur troisième visite décennale (VD3) pour certains réacteurs, au plus tard lors de leur quatrième visite décennale (VD4) selon l'état des GV. Pour les réacteurs de 900 MWe, après la fin, en 2012, du remplacement d'ores et déjà prévu des GV avec des tubes en Inconel 600 d'origine, EDF poursuivra les remplacements des GV avec des tubes en Inconel 600 traité thermiquement (huit tranches concernées) ; les derniers réacteurs verront leurs GV remplacés lors des VD4.

Ce programme conduit EDF à porter le rythme de remplacement des GV à deux tranches par an. Chaque remplacement de GV fait l'objet d'une analyse approfondie par l'IRSN.

Quelles que soient les conclusions des études de sûreté faites avec des taux de bouchages accrus, l'IRSN souligne qu'un taux de bouchage élevé est le signe d'une dégradation globale du faisceau tubulaire et donc, malgré les bouchages effectués, d'un accroissement du risque de ruptures de tube de générateur de vapeur, accident qui conduit à des rejets radioactifs dans l'environnement.

Facteurs organisationnels et humains lors de la conception des modifications d'installations

La prise en compte des facteurs organisationnels et humains lors de la conception de modifications est primordiale pour une exploitation sûre des installations. Dans le cadre des réexamens de sûreté associés aux visites décennales des réacteurs, EDF engage un volume significatif de modifications de ses centrales. Ces modifications peuvent introduire des changements techniques, documentaires ou organisationnels qui ont une influence sur les pratiques d'exploitation.

Un sujet suivi par l'IRSN depuis le début des années 2000

La sûreté d'une centrale nucléaire repose, entre autres, sur la fiabilité de ses équipements dans les conditions normales d'exploitation ou dans des conditions dégradées voire accidentelles, et sur les pratiques d'exploitation développées par ceux qui conduisent les installations et assurent leur maintenance. Lors des visites décennales associées aux réexamens de sûreté périodiques, l'exploitant est amené à implanter des modifications qui concernent par exemple la rénovation d'équipements, la mise en conformité de certains systèmes à de nouvelles exigences, ou encore l'amélioration de la productivité ou de la sûreté. Ces modifications sont susceptibles de déstabiliser les pratiques des opérateurs et d'être alors de nouvelles sources d'erreurs. La prise en compte des contraintes d'utilisation des matériels, du contexte d'exploitation et des changements induits par ces modifications dans l'organisation et la documentation est donc un élément sensible du processus de conception des modifications.

Après un premier examen par l'IRSN de l'intégration des facteurs humains dans la conception des modifications techniques et documentaires des réacteurs, l'institut avait conclu qu'EDF devait définir et déployer une démarche structurée pour prendre en compte les facteurs organisationnels et humains lors de la conception des modifications d'installations. En 2009, l'IRSN a analysé la démarche mise en œuvre par EDF et son déploiement dans les différentes unités d'ingénierie d'EDF et dans les centrales.

La conception des modifications à EDF

Schématiquement, la conduite d'une évolution - modification technique, documentaire ou organisationnelle - suit le processus générique suivant :

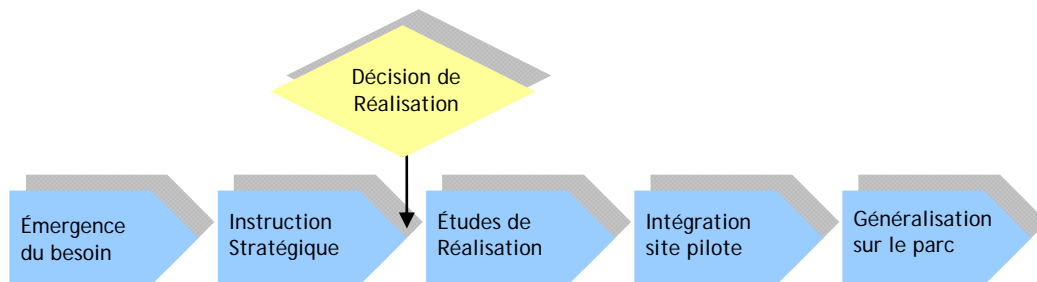


Figure 1 : Le processus générique de conception des modifications à EDF

Les unités d'ingénierie d'EDF ont été réorganisées en 2006 dans le but de simplifier les processus relatifs aux modifications techniques et documentaires et de clarifier les domaines de responsabilité de ces unités. Actuellement, cinq unités de la Division de l'Ingénierie Nucléaire (DIN), deux unités de la Division de la Production Nucléaire (DPN), ainsi que les unités d'ingénierie locales des dix-neuf centrales sont concernées à divers titres par la conception de modifications. Cela représente une ressource totale de près de 5 000 personnes, avec une grande majorité d'ingénieurs.

La démarche d'analyse des effets socio-organisationnels et humains des modifications

Depuis 2005, EDF développe et déploie dans ses unités d'ingénierie une démarche pour supporter la prise en compte des facteurs organisationnels et humains dans la conception des modifications : « la démarche SOH » permet ainsi de considérer les effets socio-organisationnels et humains d'une modification dès la « phase d'instruction stratégique » (voir figure 1).

Enjeux, objectifs et motivations

L'enjeu pour EDF est d'assurer les performances escomptées d'une évolution du parc nucléaire existant par une prise en compte correcte des situations de travail susceptibles d'être affectées par cette évolution. Pratiquement, il s'agit de développer des dispositifs faciles à exploiter afin de réduire les possibilités d'erreurs humaines et de permettre l'obtention des résultats attendus.

A ce titre, le déploiement de la « démarche SOH » vise à transformer les pratiques d'ingénierie pour mieux tenir compte des organisations et des personnes dans les évolutions des installations, dès le début des projets de modifications.

Processus, outils et dispositions organisationnelles

La « démarche SOH » comprend :

- un processus qui précise les actions à mener pour prendre en compte les Facteurs Organisationnels et Humains (FOH) aux différentes étapes de la conception des modifications (voir figure 2) ;
- des guides méthodologiques et des trames d'analyse en support aux actions mentionnées dans le processus, concernant notamment l'analyse de sensibilité SOH, la conception d'un questionnaire, la mise en œuvre d'un groupe de travail, l'animation d'une rencontre SOH, l'établissement du plan d'accompagnement d'une évolution dans une centrale ;
- des formations d'une à deux journées pour les managers, les chefs de projet et les chargés d'affaires.

Cette démarche a été complétée par une politique industrielle cadrant le recours à la sous-traitance de compétences spécialisées dans le domaine des FOH ainsi que par des actions de communication favorisant le déploiement et la promotion de la démarche au sein des unités.

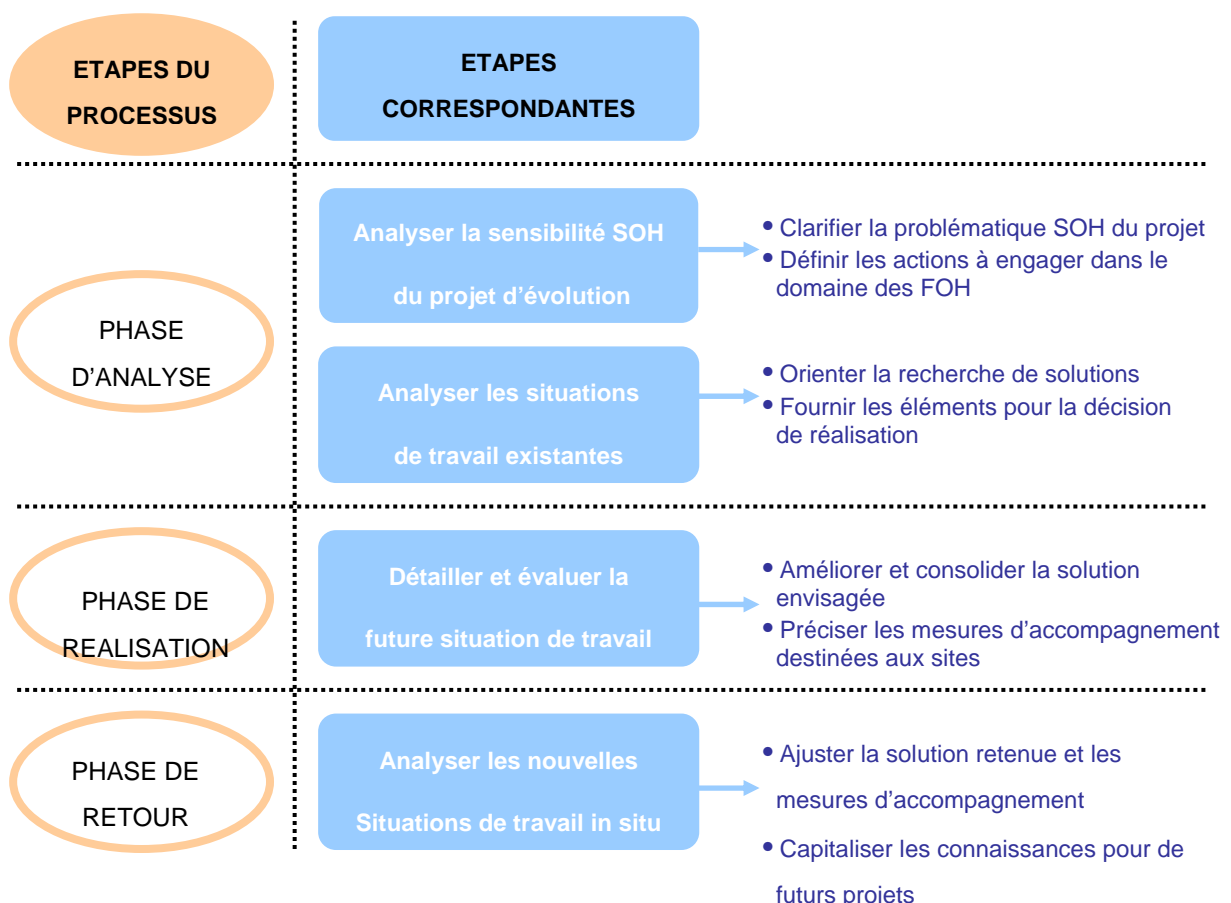


Figure 2 : Les éléments du processus préconisé par la « démarche SOH »

L'évaluation par l'IRSN du déploiement de la « démarche SOH »

L'analyse conduite par l'IRSN en 2009 avait pour objectif d'évaluer la pertinence et l'efficacité de la « démarche SOH » mise en place par EDF. L'examen des documents en support à la « démarche SOH » et aux processus de conception des modifications a été complété par des réunions techniques, ainsi que par des entretiens avec les personnels EDF impliqués : concepteurs de la démarche, animateurs du déploiement de cette démarche dans les unités, utilisateurs de la démarche pour concevoir les modifications, exploitants des centrales concernés par les modifications.

Les analyses de « sensibilité SOH »

Analyser la « sensibilité SOH » d'une modification consiste à identifier et apprécier les transformations qui pourront en résulter dans les pratiques de travail et leurs conséquences éventuelles sur la santé et la sécurité, la sûreté, la disponibilité et l'environnement. La conduite d'une analyse de « sensibilité SOH » est décrite dans un guide national qui propose un questionnement sur ces transformations. Les résultats d'une telle analyse doivent, selon EDF, se traduire par :

- l'identification des points qui pourraient s'avérer sensibles et des « zones d'ombre » à investiguer,
- une évaluation du niveau de « sensibilité SOH » de l'évolution envisagée qui permet de définir les exigences minimales à respecter en termes d'échanges avec les centrales, de traçabilité et de prise en compte des analyses SOH,
- un premier plan d'actions SOH articulé au plan d'actions du projet.

Du point de vue de l'IRSN, la trame de questionnement du guide national est pertinente dans ses principes. Cependant, l'examen par l'IRSN de quelques analyses de « sensibilité SOH » a révélé une grande hétérogénéité des pratiques et des résultats qu'elles produisent.

L'hétérogénéité des pratiques s'explique par les difficultés classiques liées à l'appropriation de tout changement organisationnel. A partir du guide national et de la trame de questionnement proposée, les unités d'ingénierie ont élaboré des outils opérationnels d'application adaptés à leurs contextes d'intervention, à leurs contraintes d'organisation propres, à la nature et au volume des projets de modification qu'elles traitent.

L'hétérogénéité des résultats des analyses de « sensibilité SOH » témoigne aussi de certaines difficultés : des analyses sont menées alors que la solution technique est déjà définie, le retour d'expérience d'exploitation est insuffisamment utilisé, les plans d'actions résultant de l'analyse SOH sont incomplets ou inexistantes. Pour l'IRSN, ces difficultés témoignent d'une assimilation insuffisante des fondements de l'analyse de « sensibilité SOH » par les unités d'ingénierie.

Cette hétérogénéité dans les pratiques et les résultats a conduit l'IRSN à examiner le niveau de guidage nécessaire pour cadrer les pratiques d'analyse de « sensibilité SOH ». Ainsi, l'amélioration de l'efficacité de la « démarche SOH » devrait passer par la recherche d'un compromis entre le besoin d'appropriation de la démarche par les unités et la nécessité d'un guidage fort sur les principes fondamentaux de la démarche.

L'implication des personnels d'exploitation dans la conception des modifications

La prise en compte des besoins et des contraintes d'exploitation lors de la conception des modifications est le point clé de la « démarche SOH ». Elle suppose évidemment un rapprochement entre les utilisateurs et les concepteurs, l'implication effective des équipes d'exploitation dans la « démarche SOH » étant un facteur incontournable d'efficacité ; l'évaluation menée par l'IRSN montre que les personnels d'exploitation considèrent que la « démarche SOH » favorise ce rapprochement. Cependant, elle a également mis en évidence que les personnels d'exploitation ne disposaient pas d'une visibilité suffisante sur les processus de conception conduits par les unités d'ingénierie. De même, l'IRSN a souligné qu'il est important qu'EDF dispose de ressources humaines suffisantes dans l'ingénierie, tant au niveau local qu'au niveau national pour une mise en œuvre pérenne de la « démarche SOH ».

La question des compétences spécialisées dans le domaine des Facteurs Organisationnels et Humains (FOH)

Le déploiement de la « démarche SOH » s'accompagne d'un effort important pour former et sensibiliser la population des ingénieurs au domaine des FOH qui ne doit pas rester une affaire exclusive de spécialistes. Plusieurs moyens ont été mis en place à ce sujet par EDF : la mise à disposition de guides méthodologiques ; la mise en place de formations destinées aux ingénieurs et aux managers ; la mise en place d'appuis spécialisés dans le domaine des FOH.

Les moyens déployés apparaissent pertinents dans leur nature. Toutefois, selon l'IRSN, il subsiste de réelles difficultés de compréhension de l'approche FOH dans les unités d'ingénierie. Ces difficultés résultent parfois de représentations réductrices des FOH qui conduisent à sous-estimer la technicité des analyses FOH et le besoin de compétences spécialisées. Certains personnels des unités d'ingénierie ou des sites sont toutefois conscients du besoin de compétences spécialisées.

Pour l'IRSN, les difficultés relevées dans les analyses de « sensibilité SOH » montrent que les moyens mis en place par EDF ne sont pas, à ce jour, suffisants au regard du besoin de compétences FOH nécessaires, du fait du nombre et de la complexité des dossiers d'évolution des installations.

Conclusion

L'IRSN a constaté le chemin parcouru par EDF depuis plusieurs années dans le domaine de l'intégration des facteurs humains dans les modifications techniques et documentaires des réacteurs. La « démarche SOH » qu'EDF a mise en place est maintenant décrite, outillée et fait l'objet d'un accompagnement auprès des utilisateurs ; elle est inscrite dans les processus des unités d'ingénierie, son déploiement est organisé, piloté et évalué.

L'examen par l'IRSN des analyses de « sensibilité SOH » réalisées au sein des unités d'ingénierie d'EDF a toutefois mis en évidence un certain nombre d'axes d'améliorations possibles concernant l'efficacité et la pérennisation de la démarche. Sur la base des conclusions de cette analyse, l'ASN a demandé à EDF d'agir en ce sens.

Au-delà de ces axes d'améliorations propres à la « démarche SOH », l'IRSN estime qu'une réflexion plus globale devrait être engagée sur les effets que peut avoir le grand nombre de modifications réalisées dans les centrales. A cet égard, il conviendrait qu'EDF analyse l'impact de la planification des modifications. EDF pourrait tirer bénéfice d'un lissage dans le temps des évolutions des installations nucléaires ainsi que de la poursuite de la réflexion sur l'organisation de l'ingénierie engagée en 2006.

Définitions et abréviations

1300 MWe : Réacteur nucléaire français de 1300 MWe

900 MWe : Réacteur nucléaire français de 900 MWe

ASN : Autorité de sûreté nucléaire

BAN : Bâtiment des auxiliaires nucléaires

Becquerel : (Bq) Unité de mesure, légale et internationale, utilisée pour la radioactivité. Un Becquerel correspond à une désintégration par seconde.

Bore : Le bore est un élément chimique de symbole B, son numéro atomique est 5. Il a la propriété d'absorber les neutrons et est utilisé de ce fait pour le contrôle de la réaction en chaîne.

ASG : Système d'alimentation de secours en eau des générateurs de vapeur. Ce système a pour rôle l'alimentation en eau des générateurs de vapeur (GV) toutes les fois où elle est impossible à réaliser par le poste d'eau. C'est un circuit de sauvegarde qui, lors d'accidents ou d'incidents entraînant l'indisponibilité de l'alimentation normale des GV, assure l'alimentation en eau de ceux-ci, permettant ainsi l'évacuation de la puissance résiduelle.

DVH : Système de ventilation du local des pompes d'injection de sécurité à haute pression

DVN : Système de ventilation du bâtiment des auxiliaires nucléaires

EAS : Système (de sauvegarde) d'aspersion dans le bâtiment abritant le réacteur

[INES](#) : International Nuclear Event Scale, échelle internationale des événements nucléaires donnant une appréciation de la gravité d'un événement nucléaire

MWe : Le mégawatt électrique est l'unité de la puissance fournie au réseau électrique par une centrale nucléaire

RCV : Système de contrôle chimique et volumétrique du circuit primaire

Réaction en chaîne : Dans le domaine du nucléaire, une réaction en chaîne se produit lorsqu'un neutron cause la fission d'un atome fissile en produisant plusieurs neutrons qui à leur tour produisent d'autres fissions

REP : Réacteur à eau sous pression

Réservoir PTR : Réservoir d'eau borée de grande capacité qui alimente les circuits d'injection de sécurité (RIS) et d'aspersion dans l'enceinte (EAS)

RIS : Système d'injection de sécurité d'eau borée dans le cœur

RRI : Système de réfrigération intermédiaire

Salle des machines : bâtiment abritant le turbo-alternateur qui produit l'électricité

Sievert : Unité légale de dose efficace qui permet de rendre compte de l'effet biologique produit par une dose absorbée donnée sur un organisme vivant. L'équivalent de dose n'est pas une quantité physique mesurable ; elle est obtenue par le calcul. Elle dépend de l'énergie transmise aux tissus, du type de rayonnement et du tissu atteint

SEC : Système d'alimentation en eau brute secours (assure le refroidissement de l'eau du système RRI)

Taux de combustion : rapport exprimant le nombre de noyaux fissiles ayant connu une fission sur le nombre initial de ces noyaux

TEG : Système de traitement des effluents gazeux qui recueille les effluents gazeux du circuit primaire générés par l'exploitation du réacteur

VD3 : 3ème visite décennale d'un réacteur nucléaire

Crédit photo

Page 7 : photo Noak/Le bar Floréal/IRSN

Page 23 : photo EDF

Page 39 : photo INRS

Page 45 : photo ZETEC

Page 55 : photo EDF - centrale de Chooz B

Page 60 : photo AREVA-photothèque

Pages 4, 8, 10 à 18, 20 à 22, 26, 29, 33, 34, 38, 39, 42, 50, 51, 52, 59, 62, 63, 67, 68 : illustrations IRSN