



IRSN

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 2008

RAPPORT DSR N° 316

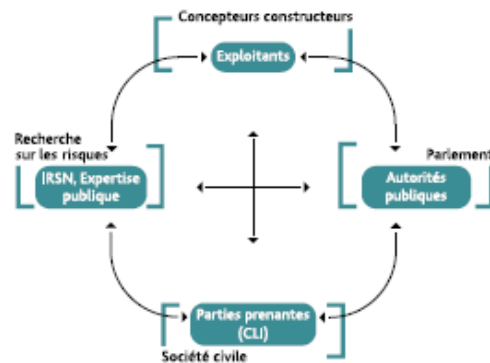
DIRECTION DE LA SURETE DES REACTEURS

Sûreté nucléaire et protection contre les rayonnements ionisants

L'Institut de radioprotection et de sûreté nucléaire, créé par la loi 2001-398 du 9 mai 2001, sous le statut d'établissement public à caractère industriel et commercial (EPIC) est l'expert public national des risques nucléaires et radiologiques. L'IRSN concourt aux politiques publiques en matière de sûreté nucléaire et de protection de la santé et de l'environnement au regard des rayonnements ionisants. Organisme de recherche et d'expertise, il agit en concertation avec tous les acteurs concernés par ces politiques, tout en veillant à son indépendance de jugement.

EN FRANCE, LA PRÉVENTION DES RISQUES NUCLÉAIRES ET RADIOLOGIQUES REPOSE SUR QUATRE PILIERS COMPLÉMENTAIRES

- Les exploitants sont responsables de la sûreté de leurs installations. Ils doivent démontrer la pertinence des moyens techniques et organisationnels mis en œuvre à cet effet (dossiers de sûreté, études d'impact des rejets).
- Les autorités publiques déterminent les politiques de sûreté nucléaire et de radioprotection. Elles organisent et mettent en œuvre le contrôle conformément à la loi n° 2006-686 du 13 juin 2006 relative à la transparence et à la sécurité en matière nucléaire.
- L'IRSN, pôle public d'expertise sur les risques nucléaires et radiologiques, évalue pour les différentes autorités compétentes, les dossiers fournis par les exploitants. Il analyse en permanence le retour d'expérience du fonctionnement des installations. Il évalue l'exposition des hommes et de l'environnement aux rayonnements, et propose des mesures visant à protéger les populations dans l'hypothèse d'un accident. L'expertise de l'IRSN repose sur ses activités de recherche, conçues le plus souvent dans un cadre international, qui lui assurent les moyens d'investigation les plus performants.
- Les Commissions Locales d'Information (CLI) rassemblent les parties prenantes concernées par une installation nucléaire donnée et forment un organe privilégié d'accès à l'information et de vigilance autour des enjeux de sûreté, de protection de la santé et de l'environnement.



L'IRSN EST UN ÉTABLISSEMENT À CARACTÈRE INDUSTRIEL ET COMMERCIAL (EPIC)

- Il est placé sous la tutelle conjointe du ministre d'État, ministre de l'Écologie, de l'Énergie, du Développement durable et de la Mer, du ministre de l'Économie, de l'Industrie et de l'Emploi, du ministre de l'Enseignement supérieur et de la Recherche, du ministre de la Défense et du ministre de la Santé et des Sports.
- Son budget, (281 M€ en 2008) est financé à hauteur de 212 M€ par une subvention inscrite au budget du ministère de l'Écologie, dans le cadre de la mission LOLF « recherche et enseignement supérieur », programme « recherche sur les risques environnementaux », action « risques nucléaires et radiologiques ». Cette subvention est complétée par des financements publics ou privés, nationaux, européens ou internationaux dédiés à des programmes de recherche ou d'expertise spécifiques. L'IRSN dispose de près de 1700 salariés, dont plus d'un millier d'experts et de chercheurs.
- Ses ressources sont consacrées pour :
 - 46 % à la recherche. Les programmes les plus lourds, nécessitant des réacteurs nucléaires de recherche ou des moyens conséquents (comportement des combustibles, simulations d'accidents, etc.), sont mutualisés au niveau international ;
 - 39 % à l'appui technique aux autorités et aux missions de service public (surveillance radiologique, information, enseignement...)
 - 8 % à l'expertise nucléaire de défense, en appui aux autorités compétentes dans ce domaine ;
 - 7 % aux prestations d'expertises et d'études avec plusieurs milliers de clients - publics ou privés - en France et de manière croissante à l'étranger.

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 notamment à partir des informations transmises par les centrales à l'ASN et l'IRSN après chaque incident, même mineur, permet l'observation de tendances qui contribuent à orienter les études et recherches que l'institut estime prioritaire d'engager en vue de faire avancer la sûreté.

Pour la seconde fois, l'IRSN rend public un rapport annuel de synthèse sur cette activité de veille qui, établi avec presque une année de recul nécessaire à la consolidation des informations, entend contribuer à une meilleure compréhension par les parties prenantes - et plus largement par le public - des enjeux concrets de sûreté associés à l'exploitation des centrales, à travers la mise en évidence de certaines insuffisances, mais aussi des progrès réalisés. Ainsi, si le nombre d'incidents liés aux interventions de maintenance reste élevé malgré les efforts engagés au niveau de l'exploitation, le plan mis en place par EDF pour réduire le nombre de séquences d'arrêt automatique de réacteurs sur l'ensemble du parc a permis en un an de diviser par deux leur fréquence.

Ce rapport ne prétend pas à l'exhaustivité des sujets impliquant la sûreté et la radioprotection dans les centrales. Il présente tout d'abord une évaluation globale de la sûreté du parc en exploitation : au travers d'une batterie d'indicateurs ad hoc, l'IRSN met en évidence des tendances d'évolution de certains paramètres significatifs pour la sûreté. Le rapport présente ensuite une quinzaine d'événements et incidents, d'anomalies génériques affectant plusieurs centrales, ou encore des évolutions significatives de l'exploitation des réacteurs. Sur chaque sujet évoqué, le rapport fait état des résultats de l'analyse menée par l'IRSN.

Je vous souhaite une bonne lecture, en espérant que ce rapport répond à votre attente, et reste à l'écoute de vos réactions dans une perspective d'amélioration des rapports ultérieurs.

Jacques REPUSSARD

Directeur Général de l'IRSN

SOMMAIRE

INTRODUCTION ET SYNTHÈSE	2
EVALUATION GLOBALE DE LA SÛRETÉ DU PARC EN EXPLOITATION	4
LES TENDANCES DE 2008 SOULIGNÉES PAR L'IRSN	5
ÉVÉNEMENTS ET INCIDENTS	13
DÉLICATE OPÉRATION DE DÉCHARGEMENT DE COMBUSTIBLE À LA CENTRALE DU TRICASTIN	14
INDISPONIBILITÉ PARTIELLE D'UNE FONCTION DE SAUVEGARDE	18
LES ÉVÉNEMENTS CONCERNANT LA RADIOPROTECTION	21
ENVASEMENT DU RU D'EAU ARRIÈRE DE LA STATION DE POMPAGE DE LA CENTRALE DE FESSENHEIM ..	25
ANOMALIES GÉNÉRIQUES CONCERNANT LE PARC.....	29
FISSURATION PAR FATIGUE DES TUBES DE GÉNÉRATEURS DE VAPEUR.....	30
CORROSION DES MATÉRIELS SITUÉS EN BORD DE MER ; LES GROUPES ÉLECTROGÈNES DE SECOURS ..	36
LES RISQUES LIÉS À L'UTILISATION DE L'HYDROGÈNE	40
INTRODUCTION D'UN NOUVEAU MATÉRIAU DE GAINAGE DU COMBUSTIBLE.....	44
TEMPÉRATURE AMBIANTE ÉLEVÉE POUR LES POMPES D'INJECTION DE SÛRETÉ.....	48
DÉGRADATIONS DES SUPPORTS DE CERTAINES CANALISATIONS IMPORTANTES POUR LA SÛRETÉ.....	51
LES ÉVOLUTIONS SIGNIFICATIVES.....	54
L'INCIDENCE DES PÉRIODES DE CANICULE SUR LA SÛRETÉ DES CENTRALES.....	55
LA POLITIQUE DE MAINTENANCE D'EDF	58
LE MANAGEMENT DE LA SÛRETÉ DANS UN CONTEXTE DE COMPÉTITIVITÉ.....	61
MODIFICATIONS DES LOGICIELS DU SYSTÈME DE PROTECTION DU RÉACTEUR.....	65
DÉFINITIONS ET ABRÉVIATIONS	69
CRÉDIT PHOTO	70

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

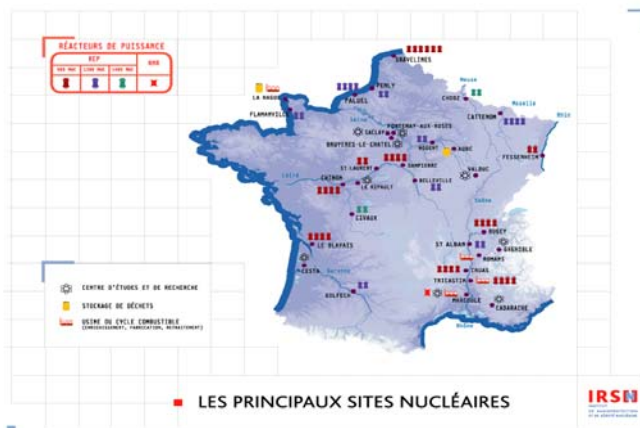
Les liens qui renvoient au rapport annuel de l'IRSN « Le point de vue de l'IRSN sur la sûreté et la radioprotection du parc électronucléaire français en 2007 » sont activés par le terme « [rapport IRSN](#) » dans le texte.

INTRODUCTION ET SYNTHÈSE

Ce rapport présente le point de vue de l'IRSN sur la sûreté et la radioprotection du parc national électronucléaire d'EDF en exploitation au cours de l'année 2008. Il ne vise pas à l'exhaustivité mais plutôt à mettre en relief les points jugés significatifs par l'IRSN pour la sûreté ou la radioprotection.

La contribution à l'assurance d'un haut niveau de sûreté et de radioprotection dans les installations en exploitation constitue l'un des sept défis du contrat d'objectifs signé entre l'Etat et l'IRSN. La sûreté exige une vigilance permanente de l'ensemble des acteurs impliqués, elle n'est jamais définitivement acquise et doit rester une priorité et toujours progresser, l'exploitant restant, en tout état de cause le premier responsable de la sûreté de son installation.

Pour l'IRSN, cette mission passe en premier lieu 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. L'implantation d'améliorations, qu'elles soient d'ordre technique ou organisationnel ou qu'elles portent sur les compétences humaines vient ensuite en second lieu.



Le parc national électronucléaire EDF en exploitation est composé de 58 réacteurs à eau sous pression (REP) répartis sur 19 sites. La conception de ces réacteurs est standardisée avec plusieurs paliers :

- les paliers CPO et CPY, avec 34 réacteurs délivrant une puissance électrique de 900 MWe
- les paliers P4 et P'4, avec 20 réacteurs délivrant une puissance électrique de 1300 MWe
- le palier N4, avec 4 réacteurs délivrant une puissance électrique de 1450 MWe

Ce rapport comporte quatre volets. Dans un premier volet, l'IRSN présente les principales tendances qui se dégagent de son examen global de la sûreté du parc en exploitation pour l'année 2008. 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. Il s'agit généralement de modifications ou d'aménagements dans l'exploitation pour répondre à des questions de sûreté, mais aussi à des contraintes économiques.

L'IRSN constate, aux termes de son examen global de l'exploitation du parc en 2008, la persistance des principales tendances relevées en 2007, à savoir de nombreux aléas et difficultés d'exploitation impliquant les facteurs humains et des aspects organisationnels. Les plans d'actions engagés par EDF pour renforcer la rigueur d'exploitation et corriger certains défauts d'origine organisationnelle produisent des effets plutôt contrastés selon les centrales et les domaines visés. Des progrès sensibles sont enregistrés sur le nombre d'arrêts automatiques des réacteurs, réduits de moitié par rapport à 2007, ainsi que sur les sorties du « domaine de fonctionnement normal » du réacteur, réduites d'environ un tiers. Par contre, le nombre de non conformités aux spécifications techniques d'exploitation reste élevé, et beaucoup reste à faire pour réduire les défaillances humaines et organisationnelles qui sont à l'origine de la majorité d'entre elles. Par ailleurs, la hausse du nombre d'événements liés à la maintenance et en particulier les défauts de qualité lors d'interventions, tendance déjà soulignée par l'IRSN pour 2007 et qui s'amplifie en 2008, sont le signe de dérives à surveiller, notamment du fait de leur impact sur certains matériels importants pour la sûreté.

Plusieurs événements singuliers affectant la sûreté ont marqué l'année 2008, bien qu'ils n'aient pas eu de conséquence grave. C'est le cas de l'événement survenu à la centrale du Tricastin où deux assemblages de combustible sont restés accrochés aux équipements internes supérieurs lors des opérations d'enlèvement de ces équipements, créant un risque de relâchement de produits de fission s'ils se décrochaient et chutaient sur les autres assemblages. Cet événement, dont le traitement a montré la bonne capacité d'intervention de l'exploitant et des équipes sous-traitantes dans des situations délicates, a également mobilisé l'IRSN.

Un nombre significatif d'anomalies génériques ont été découvertes sur le parc en 2008, et parmi celles présentées dans ce rapport, le mauvais positionnement de certaines barres antivibratoires dans le faisceau des tubes des générateurs de vapeur. Cette anomalie, qui a provoqué la fissuration par vibrations excessives d'un tube d'un réacteur de Fessenheim, est présente dans plusieurs générateurs de vapeur du parc. Ces défauts peuvent entraîner la rupture de tubes et donc une perte de confinement de fluide primaire ; d'où la nécessité de mesures préventives consistant à boucher les tubes susceptibles d'être affectés.

Les installations et leurs modes d'exploitation ne restent jamais figés dans le temps. Ils peuvent évoluer pour des raisons de sûreté, mais aussi pour des raisons économiques. Outre les modifications résultant du réexamen de sûreté des réacteurs de 900 MWe, en vue des troisièmes visites décennales qui débiteront en 2009, plusieurs évolutions significatives ont fait l'objet d'examen par l'IRSN en 2008. Quatre sujets de celles-ci sont exposés dans ce rapport. Tout d'abord, l'IRSN a poursuivi l'examen des dispositions destinées à renforcer la protection des centrales à l'égard des conséquences d'une canicule, les événements caniculaires de 2003 et 2006 ayant montré la nécessité de ce renforcement. L'IRSN a également procédé en 2008 à l'examen des organisations et des méthodes de maintenance mises en place par EDF pour optimiser la maintenance de ses matériels. Sur un autre registre, l'IRSN a évalué les mesures managériales et organisationnelles mises en œuvre par EDF pour accompagner sa politique de réduction des coûts de production sans compromettre la sûreté des installations. Enfin, des changements de gestion du combustible nécessitent la modification de logiciels du système de protection du réacteur ; l'IRSN a évalué leur fiabilité sur la base d'une méthode qu'il a lui-même développé dans le cadre de ses recherches.

EVALUATION GLOBALE DE LA SURETE DU PARC EN EXPLOITATION



Le réacteur parfaitement sûr n'existe pas. Bien entendu, les principes de sûreté retenus pour sa conception et la qualité de sa réalisation comptent pour beaucoup dans la sûreté d'un réacteur. Mais la manière de l'exploiter est tout aussi importante.

Il ne faut pas oublier que l'accident survenu en 1979 dans la centrale de Three Mile Island résulte d'un ensemble de défaillances et de défauts latents liés à l'exploitation, indépendants entre eux, dont le cumul a conduit à l'accident grave non prévu à la conception : la fusion du cœur du réacteur ([voir le rapport rédigé par l'IRSN à l'occasion du 30ème anniversaire de l'accident](#)). Évaluer la sûreté de l'exploitation des réacteurs du parc EDF repose sur des méthodes permettant l'analyse d'une multitude de données issues de l'exploitation, en particulier celles concernant des événements ou des incidents. L'IRSN a développé pour cela des outils et méthodes d'analyse ([voir le rapport 2007](#)) du retour d'expérience visant à apprécier annuellement, par réacteur mais aussi de manière globale pour le parc EDF, les tendances et éventuelles dérives dans la sûreté de l'exploitation, à travers les évolutions de certains indicateurs. Ce chapitre présente les principaux enseignements que l'IRSN tire de son évaluation globale de la sûreté du parc pour l'année 2008.

Les tendances de 2008 soulignées par l'IRSN

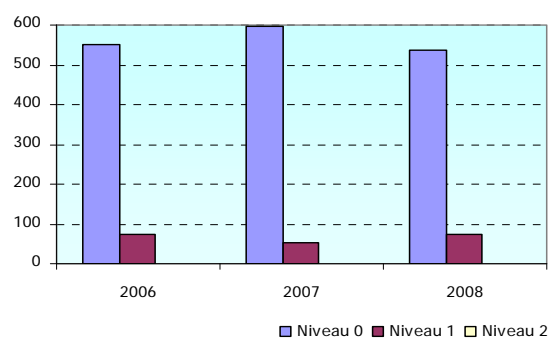
Malgré des disparités parfois importantes entre les centrales, les principales tendances signalées par l'IRSN en 2007 se confirment en 2008. Les difficultés et aléas d'exploitation persistent, voire s'intensifient. Plusieurs plans d'actions, ciblant les faiblesses constatées, ont été mis en œuvre par EDF, certains avec succès, comme le montre la réduction radicale du nombre des arrêts automatiques des réacteurs. D'autres restent sans effet, c'est en particulier le cas des défauts de qualité lors de la maintenance, jusqu'à présent correctement détectés, mais dont le nombre croissant porte les germes d'une dégradation de la sûreté des installations.

L'évaluation en continu de la sûreté de l'exploitation des tranches du parc EDF des réacteurs à eau sous pression est menée au sein de l'IRSN selon différentes approches, comme l'examen détaillé des événements déclarés par l'exploitant, la recherche de tendances pour certains matériels ou situations sensibles, l'analyse approfondie d'incidents. L'IRSN a mis en place un jeu d'indicateurs ([voir le rapport 2007](#)) permettant d'évaluer annuellement de manière globale les évolutions de différents facteurs contribuant à la sûreté des installations. Ces indicateurs permettent d'exercer une veille sur la sûreté globale du parc, de discerner des tendances et, le cas échéant, d'alerter si une dérive significative est constatée. Ces indicateurs ne permettent pas de déterminer et d'analyser les causes des évolutions. Ils peuvent par contre apporter un éclairage sur les domaines qui mériteraient un examen plus approfondi. Il s'agit essentiellement d'un outil d'analyse statistique complétant les diverses voies d'évaluation précédemment mises en œuvre (les analyses approfondies, l'utilisation des études probabilistes de sûreté pour apprécier la gravité des événements, les avis des ingénieurs de l'IRSN chargés du suivi des centrales...). Le présent chapitre présente les principales tendances perçues par l'IRSN en 2008.

Un nombre d'événements significatifs pour la sûreté toujours élevé mais stable

Le nombre total d'événements significatifs (ESS) survenus sur les 58 réacteurs du parc EDF, est légèrement plus faible en 2008 qu'en 2007 : 628 ESS en 2008 pour 650 en 2007. Il faut néanmoins rester prudent quant à l'interprétation de cette inflexion qui fait suite à une augmentation continue de ces événements depuis plusieurs années. En effet, d'une part on observe une forte disparité entre les centrales, d'autre part le nombre d'événements significatifs pour la sûreté classés dans [l'échelle internationale INES](#) a augmenté pour revenir au niveau constaté avant 2007

(72 ESS de niveau 1 en 2008 contre 55 en 2007). Si aucun événement n'a été classé à un niveau supérieur à 1, la plupart des événements classés ont pour origine un défaut de culture de sûreté.



Évolution du nombre d'événements significatifs pour la sûreté entre 2006 et 2008

En général, les tendances soulignées par l'IRSN en 2007 se confirment en 2008, bien qu'EDF se soit fortement mobilisé pour améliorer la rigueur d'exploitation dans les centrales par le déploiement de plusieurs plans d'actions dont un Plan de rigueur d'exploitation décliné sur chaque site. Certains de ces plans commencent à produire des effets positifs sur la sûreté de l'exploitation des centrales, d'autres ne produisent pas ou peu de progrès dans les domaines visés. L'accroissement des aléas et difficultés d'exploitation, tendance que l'IRSN avait relevée en 2007, reste d'actualité en 2008. Plusieurs facteurs y concourent, parmi lesquelles une évolution des "référentiels", rendant l'exploitation plus complexe, mais aussi la recherche de productivité imposées aux centrales. Ils se traduisent notamment par de fortes tensions lors des arrêts des tranches pour maintenance. En 2008, comme les années précédentes, la grande majorité des événements (environ 80 %) a pour origine une ou plusieurs défaillances humaines ou organisationnelles. On trouve par exemple dans cette catégorie les défauts de lignage, les non-conformités aux spécifications techniques d'exploitation, les défauts de qualité lors des interventions de maintenance.

La sûreté de l'exploitation d'une centrale nucléaire repose sur une multitude d'activités : conduite du procédé, maintenance et modifications des installations, rédaction de documents opératoires, etc. Ces activités sont planifiées, préparées, réalisées, contrôlées, encadrées par des hommes et des femmes, agissant collectivement au sein d'organisations spécifiques. L'évaluation de la sûreté sous l'angle des Facteurs Organisationnels Humains (FOH) consiste à examiner si les moyens techniques, organisationnels et documentaires mis à la disposition de ces hommes et de ces femmes leur permettent de contribuer efficacement à la prévention des risques et à la récupération des défaillances quelles que soient leurs origines.

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).	
<u>Les 10 critères de déclaration pour les événements significatifs pour la sûreté (ESS)</u>	
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	acte ou tentative d'acte 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 de 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 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.

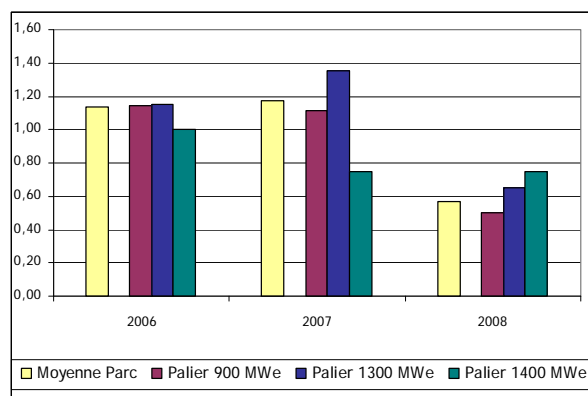
Des disparités entre centrales

L'IRSN observe des disparités, parfois importantes dans certains domaines, entre les centrales. Il y a dans le parc un nombre très limité de centrales qui présentent des faiblesses dans un grand nombre de domaines observés. Malgré des efforts importants, ces centrales ne connaissent qu'une dynamique lente de progression car les efforts doivent être portés simultanément sur l'ensemble des domaines.

Une forte baisse du nombre d'Arrêts automatiques du réacteur (AAR)

Le nombre d'AAR a fortement baissé en 2008. La moyenne du parc a été divisée par deux pour atteindre 0,57 AAR/réacteur/an. Cette valeur est la plus basse depuis le démarrage du parc électronucléaire. Mais cette moyenne cache des disparités importantes entre les centrales. Ainsi, un nombre important de réacteurs n'a pas connu d'AAR en 2008 alors que deux centrales comptabilisent à elles seules près de 40 % des AAR, dont l'origine relève à parts égales de causes humaines et de défaillances techniques. Ces centrales comptabilisaient déjà un nombre élevé d'AAR en 2007.

Pour la majorité des réacteurs, on note donc une baisse du nombre des AAR plus ou moins marquée. Elle résulte des efforts fournis par les exploitants sur site à la suite de la mise en place, depuis quelques années, d'un projet national. Ce projet comporte un volet qui vise à fiabiliser les interventions des « acteurs de terrain » et un second volet purement technique. Ce dernier volet consiste à identifier les matériels ou composants dont la défaillance (par dérèglement, vieillissement ou autre type de dégradation) peut entraîner un AAR, en vue de les fiabiliser, par exemple en renforçant leur maintenance, voire en les modifiant ou en les remplaçant. La baisse constatée s'explique à la fois par une baisse des causes techniques et des causes humaines des AAR.



Évolution du nombre d'arrêts automatiques des réacteurs entre 2006 et 2008 par tranche pour les différents paliers

Dans la plupart des cas, le système de protection a été sollicité pour des situations où des variations réelles des paramètres physiques le nécessitaient. Les écarts à l'origine de ces situations peuvent avoir des causes humaines (44 %) et des causes techniques (56 %). Néanmoins, en 2008, dans 20 % des situations, l'AAR a été sollicité par un signal intempestif. Il existe donc encore une marge de progrès à exploiter par EDF.

Pour l'ensemble des AAR survenus en 2008, l'IRSN constate que les séquences d'arrêt automatique se sont déroulées correctement, ce qui montre la bonne fiabilité de cette protection.

Les évènements significatifs pour la sûreté concernant la mise en configuration de circuits

Les lignages

L'activité de lignage d'un circuit d'un réacteur à eau sous pression a pour finalité de le rendre disponible pour son exploitation. Cette activité est réalisée, soit dans le cadre d'une intervention de maintenance, soit pour tester un circuit afin de s'assurer de sa disponibilité, soit pour un changement de configuration de circuit. La simplicité apparente de cette activité routinière est source d'erreurs du fait du nombre important de lignages à réaliser, en particulier lors des phases d'arrêt, mais aussi du fait que les acteurs qui réalisent les lignages ne mesurent pas toujours la difficulté de ces tâches qui demandent pourtant de la rigueur, que ce soit dans la préparation, dans

l'utilisation des documents supports ou dans le contrôle de l'action réalisée. Les conséquences des erreurs de lignage affectent la sûreté de l'installation lorsqu'elles conduisent à des indisponibilités (voire à des dommages) dans des systèmes importants pour la sûreté.

En 2008, moins de 10% des ESS du parc ont résulté d'un défaut de lignage. Cette proportion varie en fait très peu depuis plusieurs années, et ce malgré les efforts importants des centrales qui ont mis en place des plans d'actions locaux pour la réduction du nombre d'évènements de ce type. Il convient toutefois de relativiser le nombre d'erreurs de lignage en le rapportant au nombre important des lignages réalisés chaque année (plusieurs milliers). L'activité des lignages des circuits nécessite une organisation robuste (préparation de l'activité, analyse de risque, qualité de l'intervention et contrôle de l'action) étant donné l'impact qu'une erreur pourrait avoir sur la sûreté de l'installation. L'évolution du nombre d'ESS relatifs aux lignages contribue à apprécier la capacité de l'organisation à conduire de manière rigoureuse l'installation et à détecter les éventuelles dérives.

Les condamnations administratives

Certains lignages importants pour la sûreté sont gérés par ce qu'on appelle des « condamnations administratives ». Ne pas les respecter présente des risques pour la sûreté. L'IRSN reste donc attentif à l'évolution du nombre de non-respect des condamnations administratives. En cas d'erreur ou d'oubli, certaines protections ou fonctions ne pourraient pas remplir leur mission. Afin d'éviter de modifier ces lignages de façon inappropriée, des systèmes de condamnation physique sont installés (cadenas, chaînes). Par ailleurs, ces condamnations sont gérées de manière administrative afin de pouvoir être sûr, à tout moment, de l'état du lignage concerné. Elles doivent constituer une ligne de défense forte pour se protéger des défauts de lignage sur certains circuits importants pour la sûreté.

Les « condamnations administratives » sont des systèmes de consignation physique (cadenas, chaînes) installés sur les matériels et gérées de manière formelle (registre centralisé). Ils permettent d'être sûr, à tout moment, de l'état du lignage concerné.

Des écarts constatés dans les condamnations administratives sont significatifs de défaillances dans l'organisation des activités, voire d'une perte de vigilance dans l'exploitation de la centrale. L'examen par le groupe permanent d'experts pour les réacteurs nucléaires des évènements significatifs ayant affecté le parc électronucléaire d'EDF au cours de la période 2003-2005 a mis en exergue la part croissante des défaillances dans la gestion des condamnations administratives (environ une quinzaine par an). Cette hausse s'est poursuivie et en 2008, 24 ESS de ce type ont été recensés.

La majorité des écarts relevés en 2008 porte sur des levées partielles et temporaires de ces condamnations pour travaux ou manœuvres d'exploitation. Les exigences relatives aux phases de préparation et de contrôle, ainsi qu'à la traçabilité, ne sont pas toujours strictement respectées par les équipes d'EDF.

Au cours de l'année 2008, EDF a mené une revue technique sur ce sujet sur la base des dernières années d'exploitation. Cette revue a abouti à la décision de renforcer les exigences en matière de gestion des consignes administratives, avec notamment un renforcement des contrôles.

Les non-conformités aux spécifications techniques d'exploitation

Les spécifications techniques d'exploitation

Les règles générales d'exploitation fixent un ensemble de règles relatives à l'exploitation du réacteur, dont le respect est nécessaire pour rester conforme à la démonstration de sûreté présentée dans le rapport de sûreté (RDS).

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,
- en fonction de l'état de tranche considéré, les fonctions de sûreté dont la disponibilité est nécessaire pour le contrôle, la protection et la sauvegarde des barrières interposées entre le combustible nucléaire et l'environnement, ainsi qu'au caractère opérationnel 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 requise.

L'IRSN définit une **non-conformité aux spécifications techniques d'exploitation** comme le non respect, du fait de l'exploitant, 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 les délais requis. 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 alloué sans que le repli (cf. p 12) ne soit amorcé, alors il s'agit d'une non-conformité.

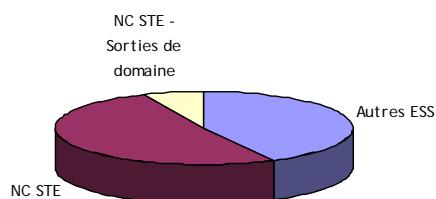
Après plusieurs années de forte hausse, l'année 2008 a connu une hausse plus modérée de non-conformités aux spécifications techniques d'exploitation (NCSTE). Ce type d'évènements représente néanmoins près de 60 % des évènements significatifs pour la sûreté en 2008.

70 % des NCSTE ont pour origine une ou plusieurs actions inappropriées des opérateurs et 95 % d'entre elles résultent

d'une ou plusieurs défaillances humaines ou organisationnelles. Les analyses réalisées sur l'année 2008 révèlent une tendance nouvelle, peu perceptible ou non détectée jusqu'à présent dans les comportements : parfois, sous la pression de la programmation des activités, d'aléas ou d'insuffisances des ressources humaines ou matérielles, les exploitants semblent rencontrer des difficultés pour intégrer de manière adéquate, dans leurs décisions, les exigences réglementaires et organisationnelles qui concernent leurs activités.

Les faiblesses constatées dans l'organisation rejoignent celles déjà notées en 2007 : des défaillances dans la préparation des opérations, des insuffisances dans les analyses de risques et les contrôles réalisés au cours ou à l'issue des opérations, des imperfections dans la communication opérationnelle.

Au vu des résultats des dernières années sur les NCSTE, EDF a identifié quelques spécifications techniques qui ont posé problème au cours de ces années et a mis en place un plan d'actions afin d'améliorer les résultats. Les effets de ce plan sur l'évolution du nombre total de NCSTE sont à ce stade peu visibles étant donné l'augmentation constatée pour d'autres NCSTE. C'est le cas des NCSTE où un matériel requis du point de vue de la sûreté est rendu indisponible par erreur ; ce type de NCSTE représente plus de la moitié de l'ensemble des NCSTE. Un autre type de NCSTE est en augmentation en 2008 ; il s'agit d'évènements où la conduite à tenir prescrite par les spécifications techniques d'exploitation à la suite d'une indisponibilité n'est pas respectée.



Nombre de non-conformités aux spécifications techniques d'exploitation en 2008

Par contre, l'IRSN constate des progrès sensibles pour ce qui concerne les sorties de domaines de fonctionnement autorisé, dont le nombre a diminué de 30 % par rapport à l'année 2007. Cette réduction porte en particulier sur les sorties du domaine autorisé pour les pressions et températures du circuit primaire (- 24 %) et sur les non-respects du gradient de prise de puissance nucléaire ou de la vitesse de chauffe ou de refroidissement du circuit primaire (- 60 %). Cette amélioration résulte des mesures mises en place dans les centrales au milieu de l'année 2007, après le constat d'une hausse du nombre de sorties de domaines en 2005 et 2006. Ces mesures consistent en une meilleure identification des transitoires et activités présentant un risque de sortie du domaine et en un renforcement de la surveillance par les équipes de conduite.

Les domaines d'exploitation

Le domaine de fonctionnement autorisé est divisé en plusieurs domaines d'exploitation. Chaque domaine d'exploitation regroupe des états du réacteur qui présentent des caractéristiques physiques voisines, ainsi que des modes d'exploitation similaires. La définition d'un domaine d'exploitation se traduit en pratique par des contraintes à respecter en termes de limites du fonctionnement normal du réacteur et de disponibilité des fonctions 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 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 évènements liés aux interventions de maintenance

Le constat établi pour l'année 2007, qui montrait une augmentation du nombre d'évènements dont l'origine peut être associée aux interventions de maintenance est toujours d'actualité. Près de 97 % de ces évènements ont des causes organisationnelles ou sont liés à des actions inappropriées des intervenants. Parmi les causes organisationnelles identifiées par l'IRSN, il apparaît des insuffisances dans la préparation des interventions et les analyses de risques associées, ainsi que dans les contrôles au cours ou à l'issue des interventions. L'IRSN note également des défaillances impliquant les supports documentaires, qui contiennent des erreurs ou dont l'ergonomie n'est pas adaptée. La part des évènements pour lesquels l'action des intervenants de la maintenance est mise en cause est en augmentation par rapport à 2007, et l'augmentation du nombre de défauts de qualité lors d'interventions de maintenance s'est poursuivie en 2008. Compte tenu des différents constats de non-qualité d'intervention faits les années précédentes, un plan d'actions a été mis en place par EDF, qui fait partie intégrante du projet « Performance humaine ». Ce projet vise à fiabiliser les interventions des hommes et des collectifs qui assurent le travail quotidien dans les centrales d'EDF. L'un des leviers de cette fiabilisation est une plus grande présence de l'encadrement sur le terrain. Les prestataires, qui exécutent environ 80 % des interventions de maintenance, sont plus souvent, mais encore insuffisamment, associés à cette démarche.

Force est de constater, au vu des résultats de l'année 2008, que ce plan d'action n'a pas encore porté ses fruits en termes d'amélioration de la qualité des interventions de maintenance. EDF partage ce constat mais souligne que l'analyse des évènements de 2008 n'apporte pas d'enseignements complémentaires susceptibles de modifier son plan d'actions. L'IRSN souligne que, si les actions engagées, de par leur nature, ne peuvent pas produire des effets immédiats, la pertinence et l'adéquation des plans d'actions restent à démontrer, du fait de la hausse du nombre d'évènements de ce type en 2008.

Les essais périodiques

Les essais périodiques (EP) sont nécessaires pour vérifier, au cours de l'exploitation des réacteurs, la disponibilité des circuits et des matériels associés constituant les fonctions de sûreté requises par les spécifications techniques d'exploitation, ainsi que des moyens indispensables à la réalisation des procédures de conduite incidentelle ou accidentelle.

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

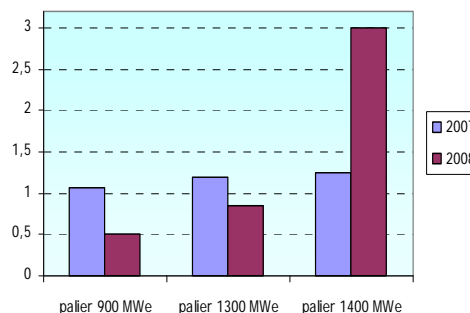
Le nombre de non-respects de la périodicité de réalisation des essais périodiques est en baisse en 2008 pour les réacteurs de 900 MWe et de 1300 MWe, mais stagne pour les réacteurs de 1450 MWe. Les efforts entrepris dans ce domaine (rigueur dans la planification des essais périodiques) ont donc eu des effets positifs. Si le suivi de cet indicateur, d'une année sur l'autre, présente un intérêt certain pour percevoir les évolutions dans la gestion de l'exploitation, il convient toutefois de relativiser l'impact sur la sûreté associé. En effet, les essais de « rattrapage » montrent que, dans la très grande majorité des cas, le matériel était disponible et n'était pas affecté de défauts dont le

délai de latence (c'est-à-dire le temps de présence) aurait été prolongé du fait du non-respect de la périodicité de réalisation des essais. Toutefois, bien que le nombre constaté de non-respects de la périodicité requise (quelques dizaines par an sur le parc) soit effectivement faible en regard des dizaines de milliers d'essais réalisés annuellement sur le parc, l'IRSN considère que s'assurer en permanence de la disponibilité des systèmes et matériels, et en particulier ceux de sauvegarde, reste un impératif en matière de sûreté. Les progrès sont donc nécessaires pour le palier 1450 MWe, et les améliorations constatées en 2008 sur les paliers 900 MWe et 1300 MWe doivent être poursuivies.

La rédaction et la mise à jour des procédures d'essais sont essentielles pour une bonne mise en œuvre des essais périodiques. En 2007, EDF a lancé un projet dont un des objectifs est d'améliorer la gestion de la documentation utilisée sur les sites. La première phase de ce projet a consisté à standardiser pour l'ensemble du parc les documents opératoires utilisés pour réaliser les essais périodiques (Voir l'article « projet homogénéisation des pratiques et des méthodes » dans le [rapport 2007](#)). En 2008, le nombre d'événements significatifs ayant pour origine un problème documentaire lors de la réalisation d'essais périodiques, est en nette diminution pour les paliers 900 MWe et 1300 MWe ; le palier 1450 MWe présente encore des faiblesses dans ce domaine.

Les indisponibilités de matériels importants pour la sûreté

Après avoir été en hausse pendant plusieurs années, le nombre d'indisponibilités de matériels importants pour la sûreté a diminué en 2008. L'indicateur est d'une valeur moyenne pour le parc, sachant qu'il peut exister des disparités importantes entre centrales. Une étude spécifique est menée par EDF pour comprendre ces écarts. De plus, la durée de l'indisponibilité des matériels est comptabilisée par chaque centrale et fait l'objet d'un suivi. Une baisse constante, moins marquée pour les deux dernières années, de cet indicateur est constatée, signe que les centrales sont de plus en plus soucieuses de remettre en état rapidement ces matériels. L'IRSN souligne toutefois que le nombre de défaillances de certains systèmes importants pour la sûreté est en augmentation depuis 2005. Cette hausse est en fait significative pour trois systèmes : l'alimentation de secours des générateurs



Nombre moyen de non-respects de la périodicité des essais périodiques et de non-conformités des gammes d'essai à la règle, par palier et par tranche, années 2007 et 2008

de vapeur (ASG), l'injection de sécurité (RIS) et la réfrigération intermédiaire (RRI). Pour l'IRSN, ceci mérite un examen plus approfondi des défaillances de ces systèmes, examen que l'IRSN a engagé pour le système ASG.

Un nombre d'amorçages de repli qui stagne

L'évolution du nombre d'amorçages de repli permet d'apprécier, entre autres, l'évolution des aléas d'exploitation impliquant la sûreté. Le nombre d'amorçages de repli en 2008 est sensiblement identique à celui constaté en 2007 (environ 40 amorçages de repli). Près de 90 % de ces amorçages de repli ont bien été réalisés en conformité avec les spécifications techniques d'exploitation ; un nombre très limité d'indisponibilités qui auraient dû conduire à un amorçage de repli, mais qui n'a pas été réalisé,

est noté pour l'année 2008. Il ne s'agit pas d'actions volontaires des opérateurs mais d'une appréciation trop tardive ou erronée de la situation. La répartition des amorçages de repli n'est pas homogène entre les centrales ; certains n'en ont pas connu en 2008 alors qu'une centrale en comptabilise sept à elle seule.

L'amorçage 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 découvert l'anomalie. L'amorçage du repli constitue le début de réalisation des opérations permettant de 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 se préparer au repli si l'anomalie n'est pas réparée ou compensée dans ce délai.

Les performances (dans la détection et la récupération des écarts) : des résultats antagonistes

La capacité de détection des écarts s'est améliorée pour certaines situations ou catégories d'événements mais s'est détériorée pour d'autres. L'amélioration est notable pour les situations ayant fait l'objet de plans d'actions pour améliorer la rigueur d'exploitation. C'est le cas de la surveillance en salle de conduite et de l'autocontrôle des agents en cas d'intervention (maintenance, lignages...). Une réactivité moindre que celle notée en 2007 est par contre constatée lorsque les écarts à l'origine des événements ne sont pas détectés par l'apparition d'alarmes en salle de conduite (par exemple lors de rondes ou de contrôles de résultats d'essais ...).

En conclusion

Certaines tendances constatées depuis plusieurs années se sont poursuivies en 2008. C'est le cas de la hausse du nombre de non-conformités aux spécifications techniques d'exploitation et de celle du nombre d'événements liés à la maintenance. Pour chaque évolution constatée ou sujet important à suivre pour la sûreté, EDF a mis en place un plan d'actions. Pour la plupart, ce sont des plans d'action applicables à l'ensemble des réacteurs. Ces plans peuvent être complémentaires mais la plupart du temps, ils sont dictés pour répondre à une difficulté. Un résultat remarquable de l'année 2008 est, à cet égard la réduction du nombre d'arrêts automatiques du réacteur qui a pratiquement été divisé par deux.

Un certain nombre d'actions sont planifiées par l'exploitant pour résoudre ses difficultés. Mais il doit veiller à ce que l'accumulation de plans d'actions, qui rend plus complexe l'exploitation, ne crée pas à terme des difficultés à intégrer de manière adéquate l'ensemble des prescriptions supplémentaires issues de ces plans avec les exigences réglementaires et organisationnelles auxquelles doivent faire face les équipes pour chaque activité, y compris la conduite du réacteur. L'IRSN continuera de porter une attention particulière au suivi des tendances sur ces sujets importants pour la sûreté ainsi qu'à la cohérence de l'ensemble des plans d'actions.

EVENEMENTS ET INCIDENTS

L'analyse des événements et incidents constitue une activité essentielle de l'IRSN dans le cadre du suivi de l'exploitation des centrales. Analyser un événement ou un incident exige tout d'abord une bonne connaissance des faits et du contexte dans lequel il s'est produit ; un préalable pour analyser les causes profondes, évaluer l'incidence réelle et potentielle sur la sûreté de l'installation et le cas échéant sur les populations et l'environnement, évaluer la pertinence des actions correctives engagées pour éviter qu'il ne se reproduise.

Les origines des événements peuvent être 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 d'événements qui ont fortement mobilisé l'IRSN parmi ceux qui ont marqué l'année 2008.

Décharger et recharger le combustible d'un réacteur sont des opérations normales d'exploitation. Mais parfois les choses se compliquent. Ce fut le cas sur un réacteur de la centrale du Tricastin, où deux assemblages de combustible sont restés accrochés aux équipements internes supérieurs lors des opérations d'enlèvement de ces équipements.

Un bouchage partiel des lignes d'injection de sécurité par du bore cristallisé a été découvert sur un réacteur de la centrale de Blayais. Les investigations de l'exploitant montrent que ce phénomène de cristallisation, qui rendait un système de sauvegarde partiellement indisponible, remontait à une intervention sur une vanne du circuit d'injection de sécurité réalisée cinq mois plus tôt.

En matière de radioprotection, l'IRSN constate une situation similaire à celle de 2007. Bien qu'aucun événement n'ait eu de conséquence pour le personnel ou l'environnement, des efforts doivent être poursuivis concernant l'organisation des accès et les conditions d'intervention en zone contrôlée. L'évacuation en juillet du personnel intervenant dans le bâtiment réacteur n°4 de la centrale du Tricastin à la suite d'une contamination de l'atmosphère de ce bâtiment montre aussi des défaillances organisationnelles et matérielles dans le confinement radiologique des chantiers menés lors des arrêts.

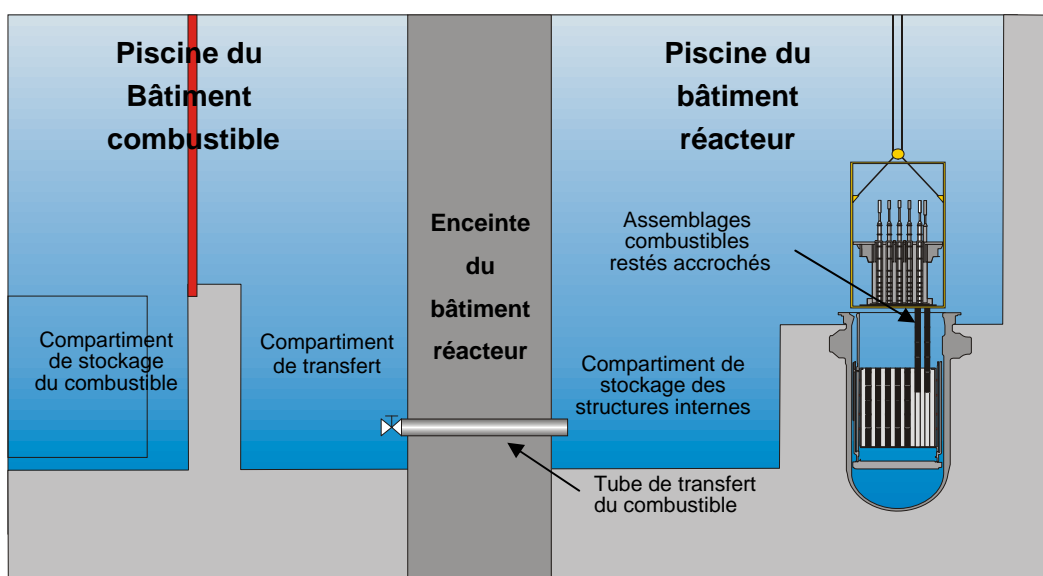
En juillet, l'exploitant de la centrale de Fessenheim a découvert un engorgement du ru d'eau alimentant l'échangeur de chaleur d'un système de sauvegarde du réacteur n°2, mettant en cause la disponibilité de ce système. Une mobilisation importante de l'exploitant a permis de remettre rapidement en conformité l'installation.

Délicate opération de déchargement de combustible à la centrale du Tricastin

Le 8 septembre 2008 les opérations de déchargement du combustible du réacteur n° 2 de la centrale du Tricastin sont engagées. Préalablement au déchargement du combustible de la cuve, le couvercle de la cuve du réacteur et certains composants internes disposés au-dessus du combustible doivent être enlevés. Deux assemblages combustibles restent accrochés à ces composants par coincement et restent suspendus au-dessus du cœur, créant un risque de relâchement de produits de fission dans l'enceinte de confinement en cas de décrochage de ces assemblages et de chute sur les autres assemblages.

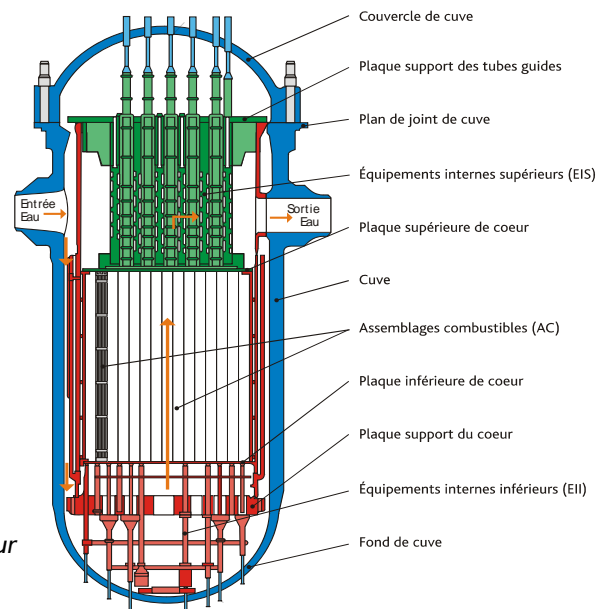
Comment décharge-t-on le combustible du réacteur ?

Après l'épuisement du combustible durant les périodes de production d'énergie, le réacteur est arrêté pour renouveler le combustible. Le couvercle de la cuve est enlevé sous eau. Les opérations de déchargement du combustible qui suivent consistent à transférer tous les assemblages de combustible du cœur du réacteur (au nombre de 157 sur le type de réacteur en fonctionnement au Tricastin) dans la piscine de désactivation située dans le bâtiment du combustible. Ces opérations impliquent d'extraire au préalable de la cuve une structure constituant les « équipements internes supérieurs » (EIS) placés sur les assemblages combustibles (voir le schéma de la cuve du réacteur ci-après). Ces équipements ôtés, chaque assemblage combustible est ensuite extrait de la cuve pour être déposé dans la piscine de désactivation du combustible. L'opération de déchargement est réalisée avec les assemblages maintenus sous eau.



Déchargement du combustible

La partie inférieure des équipements internes supérieurs est constituée d'une « plaque supérieure de cœur » (PSC) équipée de pions qui entrent dans les têtes des assemblages de combustible afin de les positionner correctement. Les assemblages reposent sur la « plaque inférieure de cœur » (PIC) qui est la partie haute des « équipements internes inférieurs ». De la même façon que pour la PSC, la PIC est équipée de pions de centrage des assemblages de combustible. Une fois bien positionnés à l'aide de ces pions de centrage, l'ensemble des 157 assemblages forme le cœur du réacteur.



La cuve d'un réacteur

Que s'est-il passé ?

Le 8 septembre 2008, la levée des EIS du réacteur 2 de la centrale du Tricastin à l'aide du pont polaire est en cours de réalisation. Le haut du cœur du réacteur est recouvert de plus d'une dizaine de mètres d'eau pendant l'opération. La levée est stoppée lorsque la plaque supérieure du cœur se trouve environ 30 cm au dessus du plan de joint de la cuve, conformément aux procédures en vigueur qui demandent qu'une inspection télévisuelle soit réalisée avant la levée complète des équipements internes supérieurs. Cette inspection est effectuée pour vérifier l'absence d'accrochage de grappes de contrôle ou d'assemblage de combustible.

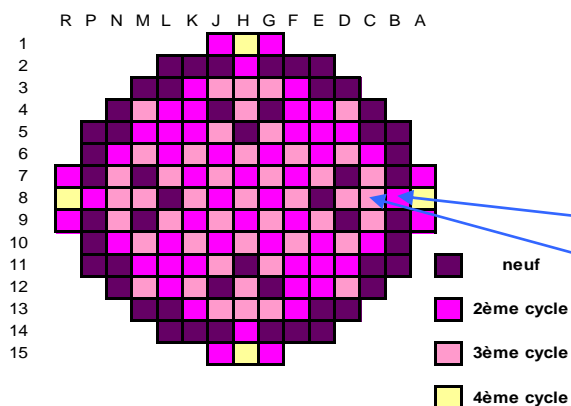
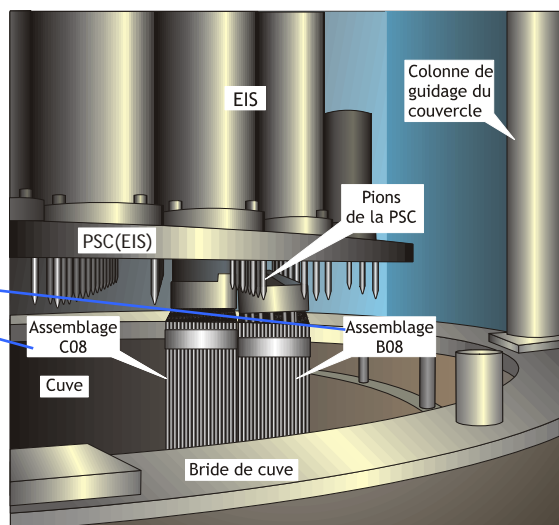


Schéma plan des assemblages



Assemblages combustibles accrochés aux EIS

L'inspection montre que deux assemblages adjacents, situés à la périphérie du cœur dans les positions B08 et C08, sont restés accrochés (voir schéma ci-dessus). La partie inférieure des deux assemblages, qui ont une longueur d'environ quatre mètres, est restée insérée dans le « massif » des assemblages restants sur une hauteur d'environ 50 cm. L'assemblage C08 est dans une position plus haute de 14 mm que l'assemblage B08. À la suite de ce constat, l'exploitant interrompt la manœuvre de levée des EIS ; le bâtiment du réacteur est évacué et les quelques ouvertures vers l'extérieur du bâtiment du réacteur qui restaient autorisées pendant la phase de manutention du combustible sont refermées à titre préventif, en particulier l'un des deux sas d'entrée du personnel dans le bâtiment réacteur. À ce stade, la charge constituée par les EIS et les deux assemblages, d'une masse totale de 55 tonnes environ, reste suspendue au crochet de manutention du pont polaire au-dessus du cœur du réacteur. Le refroidissement du cœur est assuré de manière normale par les circuits de refroidissement à

l'arrêt. L'étanchéité du combustible n'est pas dégradée, l'incident n'a entraîné aucun rejet, que ce soit à l'intérieur ou à l'extérieur du bâtiment du réacteur.

Quels risques pour la sûreté et l'environnement ?

Cette position anormale des deux assemblages entraîne néanmoins un risque en cas de chute de l'un ou des deux assemblages sur le cœur. Il est possible d'imaginer qu'un décrochement soudain conduit à la perte d'étanchéité d'assemblages combustibles irradiés (les assemblages initialement suspendus et les assemblages heurtés lors de leur chute). Celle-ci entraînerait alors le relâchement de produits de fission dans l'eau de la piscine, puis dans le bâtiment du réacteur. Une fraction de la radioactivité pourrait ensuite être rejetée dans l'environnement. L'IRSN a réalisé une évaluation de cette radioactivité en considérant la chute des deux assemblages et leur rupture, qui entraînerait le relâchement de la totalité des produits de fission qu'ils contiennent. Selon cette hypothèse très pessimiste en regard de la résistance mécanique des assemblages - et en considérant des fuites "normales" de l'enceinte du bâtiment du réacteur, cette étude a montré que les conséquences radiologiques à l'extérieur du site seraient extrêmement faibles et ne nécessiteraient pas d'actions particulières de protection de la population et de l'environnement. Les résultats de l'étude réalisée par EDF se sont révélés comparables à ceux de l'étude réalisée par l'IRSN.

Des moyens importants développés par EDF pour revenir à une situation normale

Afin de ramener l'installation dans ses conditions normales d'exploitation, l'exploitant a été amené à mettre en œuvre des outillages spécifiques développés à cette occasion. La solution retenue a consisté à sécuriser dans un premier temps la position des deux assemblages pour éviter leur chute, puis à les désolidariser des EIS. Ensuite, les EIS ont été transférés sur leur stand situé dans l'autre compartiment de la piscine du bâtiment réacteur ; les deux assemblages ont ensuite été évacués, l'un après l'autre, jusqu'à la piscine du bâtiment du combustible. EDF a chargé un de ses fournisseurs habituels de développer les outillages nécessaires et d'effectuer l'intervention sur site.

Des outillages sur mesure

L'outillage de sécurisation des assemblages développé par le prestataire d'EDF est constitué de deux poutres métalliques prévues pour reposer au fond de la piscine, sur le plan de joint de la cuve. Les poutres sont munies de platines de verrouillage prévues pour s'insérer sous les têtes des deux assemblages. Ces poutres, reliées entre elles à leurs extrémités par l'intermédiaire de deux cavaliers, assurent l'immobilisation et la sécurisation de l'ensemble pour la suite de l'intervention.

L'outil permettant la désolidarisation des deux assemblages des EIS est constitué d'un bras écarteur piloté par un vérin hydraulique alimenté par une pompe manuelle. L'extrémité de ce bras, placé entre la face inférieure des EIS et le dessus de la tête des assemblages, permet de réaliser l'écartement de la tête d'assemblage du dessous de la plaque supérieure du cœur et la désolidarisation par l'effet de pression assuré par le vérin.

L'outillage confectionné, des essais à blanc de l'intervention de décrochage des assemblages ont été réalisés au Centre d'expérimentation des techniques d'intervention sur chaudière nucléaire à eau sous pression (CETIC). Ces essais, effectués en présence de l'ASN et de l'IRSN, ont permis de qualifier l'outillage et le procédé prévu, d'opérer les derniers réglages et d'entraîner le personnel pour cette intervention délicate. L'intervention a eu lieu le 23 octobre 2008. Les deux assemblages ont été transférés dans la piscine de désactivation et EDF a ensuite poursuivi les opérations de déchargement du reste des assemblages du cœur en respectant les procédures habituelles.

Les raisons du coincement des assemblages

Une fois le déchargement terminé, EDF a engagé les investigations nécessaires pour comprendre ce qui s'était passé. L'origine de l'incident remonte au précédent arrêt pour rechargement en 2007. L'examen approfondi des enregistrements vidéo, réalisés à la fin du rechargement lors de l'arrêt 2007 afin d'établir la cartographie des assemblages dans le cœur, a mis en évidence un jeu mécanique important, hors du critère, entre les têtes des assemblages A08 et B08, ainsi qu'une absence de jeu entre les assemblages B08 et C08. Selon EDF, ce mauvais positionnement des têtes des assemblages résulte de la présence d'un corps étranger coincé entre le pied de l'assemblage B08 et la plaque inférieure du cœur, inclinant cet assemblage contre l'assemblage voisin C08. Lors de la mise en place des EIS à la fin du rechargement de l'arrêt 2007, les pions de la plaque supérieure de cœur seraient entrés en force dans les trous correspondants des têtes des assemblages B08 et C08. Cette entrée en force des pions, accompagnée d'un grippage dû à un arrachement de matière, aurait empêché le dégagement des pions lors de la levée des EIS au début de l'arrêt de 2008.

Le corps étranger retrouvé sur la plaque inférieure du cœur après le déchargement du cœur est une bille d'un diamètre de 4,7 mm. Elle provient d'un roulement à billes équipant la machine de chargement. Une dégradation de ce roulement a provoqué la chute de billes dans le circuit primaire lors des essais de requalification de la machine de chargement avant le rechargement de l'arrêt de 2007. En fait, deux billes ont chuté sur la plaque inférieure du cœur, dont une s'est retrouvée coincée sous le pied de l'assemblage. Une troisième bille a été retrouvée dans le fond de la cuve du réacteur. Un renforcement de la maintenance et des contrôles des composants des machines de chargement est depuis mis en œuvre par EDF sur le parc.

L'IRSN fortement mobilisé

Dans un premier temps, dès la survenue de l'incident, [l'IRSN a évalué les risques](#) que la situation dégradée présentait pour le personnel et l'environnement, en supposant la chute éventuelle des deux assemblages suspendus. Compte tenu de cette éventualité, l'IRSN a formulé des recommandations destinées à renforcer le confinement du bâtiment du réacteur afin d'éviter les rejets dans l'environnement. Par la suite, dans le cadre de la préparation de l'intervention de sécurisation et d'extraction des deux assemblages, l'IRSN a été sollicité pour analyser et donner un avis sur l'outillage prévu et sur les risques liés à l'intervention. A cet effet, des représentants de l'IRSN ont assisté aux tests préliminaires réalisés au CETIC, ce qui leur a permis de compléter leur analyse grâce à une phase d'observation dans une situation proche de l'intervention réelle. Sur le plan de la radioprotection, l'IRSN a alors recommandé que des dispositions complémentaires soient prises pendant l'opération de sécurisation, afin d'éviter une contamination des opérateurs lors de la manipulation d'outillages contaminés.

L'IRSN souligne qu'un incident similaire a affecté en 1998 le réacteur n°1 de la centrale de Nogent-sur-Seine. Des mesures correctives avaient alors été mises en œuvre sur le parc et notamment le contrôle, lors de la mise en place du combustible dans la cuve, des jeux séparant les assemblages les uns des autres, ceci afin de s'assurer du bon ajustement des pions de la plaque supérieure de cœur dans les trous des têtes d'assemblages. Il s'avère que ce contrôle n'a pas été réalisé avec suffisamment de rigueur lors du chargement de combustible dans le réacteur n° 2 de la centrale du Tricastin.

Indisponibilité partielle d'une fonction de sauvegarde

En août 2008, EDF a découvert pendant l'arrêt pour rechargement du réacteur n° 3 de la centrale de Blayais, un bouchage partiel du circuit d'injection de sécurité par du bore cristallisé. Le phénomène de cristallisation a commencé cinq mois plus tôt, après une intervention sur une vanne de ce circuit. Le non respect d'une consigne d'exploitation et l'absence de perception du risque associé par l'exploitant sont à l'origine de cette anomalie. L'IRSN mène une analyse approfondie de cet événement, classé au niveau 1 de l'échelle de gravité [INES](#).

L'injection de sécurité : de l'eau et du bore

En fonctionnement normal, le combustible nucléaire est refroidi par de l'eau plus ou moins borée véhiculée par le circuit primaire. En cas de brèche de ce circuit ou en cas de brèche du circuit secondaire, le système de « protection du réacteur » déclenche l'arrêt du réacteur et le démarrage du système d'injection de sécurité. Le rôle de ce système de sauvegarde est :

- d'injecter de l'eau fortement borée dans le circuit primaire afin de maintenir la sous-criticité,
- d'éviter le dénoyage du combustible nucléaire en compensant l'eau vaporisée qui sort par la brèche,
- d'évacuer la puissance résiduelle qui continue de se dégager du combustible après l'arrêt du réacteur.

Le système d'injection de sécurité des réacteurs de 900 MWe est équipé d'un réservoir d'eau fortement concentrée en acide borique (21 000 ppm d'acide borique). Dès le début de l'injection, le contenu de ce réservoir est injecté dans le circuit primaire, évitant ainsi tout retour à un état critique. Afin d'éviter la cristallisation du bore, l'acide borique contenu dans le réservoir est chauffé et maintenu en permanence en circulation par des pompes. Le système de chauffage de ce circuit permet de maintenir l'acide à une température de 80°C, une alarme étant activée si cette température descend en dessous de 60°C. Le schéma de la page suivante montre les parties chauffées du circuit (signalées en rouge).

Toutefois, un risque de cristallisation pouvant conduire à un bouchage de tuyauteries peut être rencontré en cas de :

- défaillance du dispositif de réchauffage ;
- présence d'une solution d'acide borique concentrée à 21 000 ppm dans une portion de circuit non maintenue à une température suffisante (c'est le cas du présent incident) ;
- solution d'acide borique trop concentrée dans le réservoir d'injection de bore.

Le bore est l'élément de numéro atomique 5. Il présente la propriété d'absorber les neutrons produits par la réaction nucléaire. Dans le réacteur le bore est utilisé sous forme d'acide borique (qui se présente sous la forme d'une poudre blanche soluble dans l'eau). Une solution d'acide borique peut se cristalliser, en fonction de la concentration du bore, quand la température décroît.

Que s'est-il passé à la centrale de Blayais ?

Le 9 août 2008, le réacteur n°3 de la centrale du Blayais est en cours de mise à l'arrêt pour rechargement de combustible. En application des procédures, l'injection de la solution d'acide borique à 21 000 ppm de bore dans le circuit primaire est réalisée. Cette injection, prévue lors de chaque arrêt pour rechargement, permet de vérifier la disponibilité de la fonction.

L'exploitant mesure un débit d'injection de 60 m³/h au lieu des 100 m³/h attendus. Les investigations menées sur les composants du circuit susceptibles de réduire le débit, révèlent la présence de bore cristallisé au niveau de deux des trois vannes disposées sur les lignes d'injection de sécurité dans les branches froides du circuit primaire (vannes A de la figure ci-contre). Du bore cristallisé obstrue partiellement ces lignes, ce qui explique le manque de débit observé. L'origine de ce phénomène remonte en fait à mars 2008 ; elle est liée à la réparation d'une vanne motorisée située juste en amont du réservoir d'acide borique à 21 000 ppm (vanne B). Pour les besoins de la réparation, cette vanne est restée ouverte pendant plus d'une heure. Ainsi, le réservoir d'acide borique et la portion de circuit attenante jusqu'aux vannes d'isolement en aval (vannes C) ont été soumis durant cette période à la pression exercée par les pompes d'injection à haute pression, soit environ 170 bar. Il s'est alors produit, du fait du taux de fuite admis pour ces vannes, une montée en pression des lignes situées en aval, dans la portion de circuit située entre ces vannes et les vannes d'isolement des branches froides (vannes A). La pression du

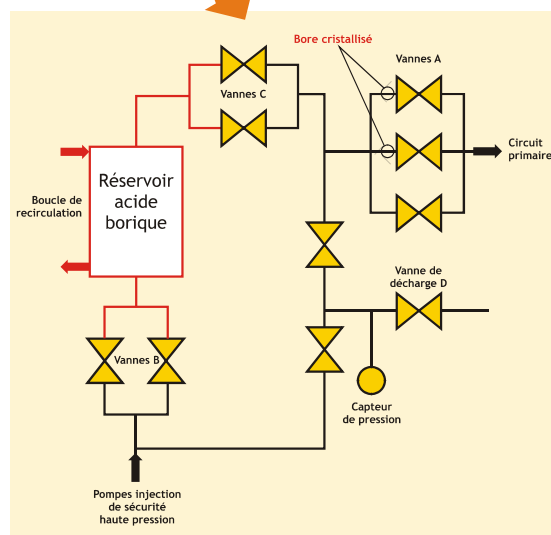
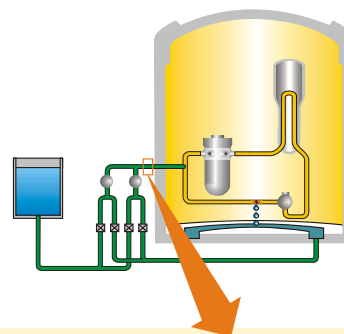


Schéma simplifié du circuit

circuit est surveillée pour détecter d'éventuelles fuites et, en cas de nécessité, la pression peut être réduite en ouvrant une vanne de décharge (vanne D) prévue à cet effet. Pour dépressuriser la ligne, l'exploitant a donc manœuvré cette vanne ; toutefois la consigne de conduite précisait que l'ouverture de cette vanne devait être brève et sa durée limitée au strict nécessaire à la dépressurisation. En maintenant cette vanne ouverte durant une heure, l'exploitant n'a pas suivi la consigne, favorisant ainsi le transfert d'acide borique à 21 000 ppm dans la portion de circuit comprise entre les vannes C et les vannes A. Celle-ci n'étant pas maintenue en température, des cristaux de bore s'y sont formés et, lors de l'injection du bore à 21 000 ppm cinq mois plus tard, le 9 août 2008, ces cristaux ont été poussés dans les lignes d'injection et se sont accumulés au niveau des vannes A dont la section de passage est significativement plus faible que celle du reste du circuit. L'une des trois vannes s'est débouchée sous l'effet de la pression, conduisant à l'établissement d'un débit de 60 m³/h ; les deux autres vannes sont restées obstruées.

Quelles étaient les conséquences possibles pour la sûreté du réacteur ?

En cas de brèche du circuit primaire, l'obturation de deux lignes d'injection de sécurité sur trois due à la présence d'acide borique cristallisé aurait conduit à un débit d'injection inférieur à celui requis. Le refroidissement du combustible aurait donc été moins efficace et peut être même insuffisant. Par ailleurs, la quantité d'acide borique à 21 000 ppm aurait été injectée dans le circuit primaire en un temps plus long, d'où une perte d'efficacité dans l'apport d'antiréactivité.

La remise en conformité

L'exploitant a procédé au nettoyage des vannes afin de retirer toute trace de bore et a réalisé un essai complet du circuit d'injection de sécurité. Cet essai a permis de vérifier que le circuit était à nouveau opérationnel.

La cristallisation du bore, un risque qui n'est pas nouveau

Des cristallisations de bore ont déjà affecté les tranches de 900 MWe. La fréquence de ces cristallisations et leurs conséquences pour la sûreté (qui peuvent être importantes) avaient conduit l'IRSN à mener, en 2003, une analyse des causes possibles de cristallisation de bore dans différentes parties de circuits. Sur la base de l'analyse que l'IRSN lui avait transmise, et des questions que cette analyse soulevait, l'ASN avait alors demandé que, face à chaque risque identifié par l'IRSN, EDF précise les dispositions prises dans les centrales. Ces dispositions reposent principalement sur des consignes d'exploitation (surveillance du circuit, vérification de l'absence de bouchage, rinçage de tuyauterie si nécessaire, guide d'exploitation...). Il s'avère que l'incident survenu à la centrale de Blayais, résultant du non respect d'une consigne d'exploitation, et aussi de l'absence de perception du risque de cristallisation par l'exploitant, a montré les limites de ces préconisations.

Après l'incident, EDF a mis en œuvre de nouvelles dispositions, à savoir un renforcement des consignes d'exploitation, qu'accompagnent des actions de sensibilisation des opérateurs au risque de cristallisation du bore, ainsi qu'un nouveau critère plus exigeant en termes de fuite admissible des vannes en aval du réservoir d'acide borique. L'IRSN considère que cet incident constitue un événement précurseur. Il fait en effet apparaître qu'en dépit des contrôles et des essais périodiques réalisés pour démontrer la disponibilité des systèmes de sauvegarde, certains défauts latents peuvent échapper à la vigilance exercée par les opérateurs. La suppression de la cartouche d'acide borique à 21 000 ppm avait fait l'objet d'une étude de la part d'EDF à la fin des années 1980 ; cette étude n'a pas débouché sur une réalisation concrète car parallèlement, EDF a voulu améliorer les performances du combustible et a, de ce fait réduit les marges disponibles, dont celles associées au risque de crise d'ébullition, rendant par ailleurs indémontrable la possibilité d'un fonctionnement sans cartouche d'acide borique à 21 000 ppm.

Les événements concernant la radioprotection

Les événements significatifs en matière de radioprotection ayant affecté le parc des réacteurs d'EDF en 2008 sont aussi nombreux qu'en 2007. L'analyse par l'IRSN de ces événements conduit aux mêmes constats de prépondérance de certains écarts dans la maîtrise des situations à risques comme les accès en zone contrôlée « orange » et la réalisation des tirs gammagraphiques. Les efforts d'EDF relatifs à la prise en compte du retour d'expérience en matière de radioprotection doivent donc être poursuivis.

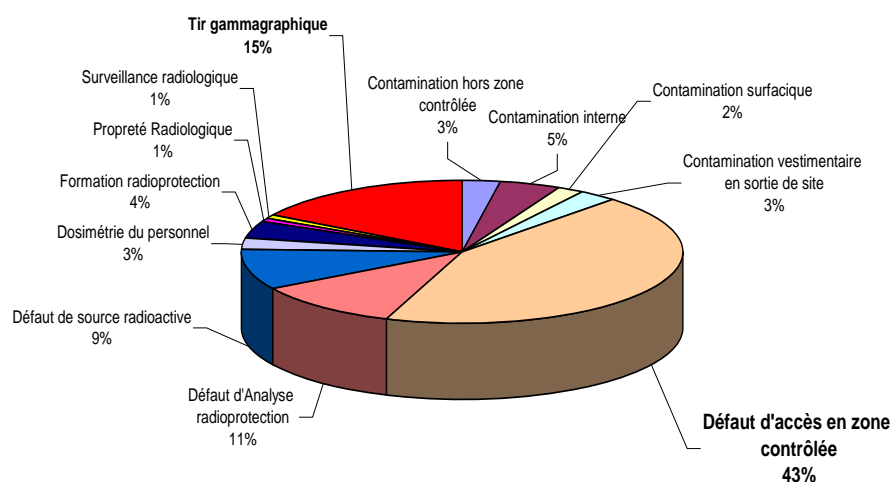
Répartition des déclarations d'événements concernant la radioprotection

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 appelés « événements significatifs en matière de radioprotection » (ESR). Ces écarts répondent à des critères préalablement 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.

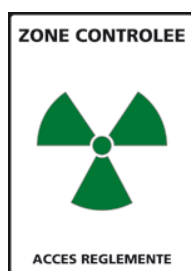
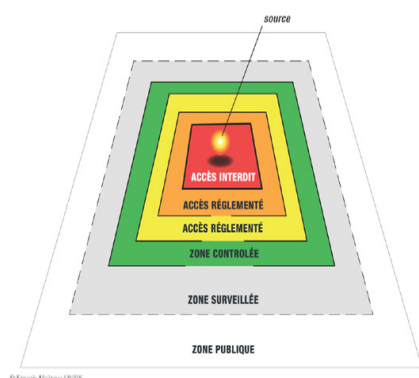
Pour chacun de ces événements, EDF analyse les circonstances et les causes de l'événement, ses conséquences radiologiques réelles et celles qu'il aurait pu avoir, et met en place des actions correctives pour éviter leur renouvellement. Ces analyses permettent à l'IRSN d'établir des tendances pour l'ensemble du parc et d'évaluer les actions correctives engagées par EDF.

En 2008, 110 événements significatifs concernant la radioprotection ont été déclarés par le parc de centrales nucléaires d'EDF, tous de niveau 0 sur l'échelle INES « radioprotection ». La répartition des événements de radioprotection déclarés en fonction du type d'écart détecté est très inégale. Une catégorie est toutefois prépondérante : les écarts aux conditions techniques d'accès en zone contrôlée



Répartition des événements de radioprotection déclarés en fonction du type d'écart détecté

Accès réglementé pour les travailleurs dans une centrale nucléaire



Conformément aux prescriptions réglementaires relatives au zonage des installations, le service de radioprotection effectue un balisage des lieux, à l'aide de panneaux de couleurs (trisecteurs normalisés) correspondant aux différents types de zone afin d'informer le personnel des risques présents dans chaque zone.

Les accès non autorisés en zone orange représentent la majorité des écarts détectés. Ils sont en augmentation : 43 ESR de ce type en 2008 contre 35 en 2007 (défauts de balisage, non-respects des dispositions organisationnelles et techniques, non prise en compte de l'augmentation du débit de dose ambiant). Les doses individuelles qui ont été reçues par les intervenants en une année n'ont jamais dépassé 20 mSv et 14 intervenants seulement ont reçu entre 16 et 20 mSv ; toutefois ce type d'anomalie pourrait conduire à des doses plus conséquentes.

Un autre type d'écart pourrait être évité si les intervenants exerçaient une plus grande vigilance au cours de leurs interventions en zone contrôlée. L'exposition aux rayonnements ionisants doit être vérifiée au cours de ces interventions, notamment grâce aux dosimètres opérationnels qui permettent d'afficher des valeurs de dose et de débit de dose en temps réel et donc permettent aux opérateurs de prendre des mesures d'autoprotection adéquates.



*Exemple de dosimètre opérationnel
- mesure et affichage numérique
- Alarme et préalarme
De l'équivalent de dose intégré et du
débit d'équivalent de dose γ et X en
temps réel*

Ces dosimètres sont munis d'une préalarme et d'une alarme sonore et visuelle (en dose et en débit de dose) qui prévient l'agent de sa présence dans un champ de rayonnements dépassant certains seuils. Même si les doses effectivement reçues par les agents sont restées très faibles, l'analyse des événements déclarés montre que, malheureusement, cette surveillance ne fonctionne pas systématiquement. Ainsi, la majorité de ces événements auraient pu être évités par une préparation des interventions plus approfondie, un autocontrôle plus vigilant et un respect plus strict des règles de radioprotection (cas des franchissements volontaires des balisages, des déposes inappropriées du balisage). EDF a donc entrepris de compléter ses actions d'amélioration, lancées en 2007, en matière de respect de la réglementation, en renforçant notamment les pratiques de balisage des zones pour les rendre plus robustes et plus fiables.

Les tirs gammagraphiques

Les tirs gammagraphiques (ou radiographiques), qui correspondent à une méthode de contrôle non destructif des tuyauteries très utilisée dans l'industrie, présentent un des risques majeurs de surexposition des travailleurs. Le nombre d'écarts lors de ces interventions représente une part non négligeable des ESR (une vingtaine), mais ce nombre, stable au cours des dernières années, est néanmoins faible en regard du nombre total des tirs réalisés sur le parc (environ 20 000 par an).

Les défauts de balisage sont majoritairement responsables des ESR relatifs aux tirs gammagraphiques. L'analyse des événements montre qu'ils n'ont pas eu de conséquence réelle en termes de doses. En effet, il faut à la fois un franchissement d'un balisage à proximité de la source et une source en fonctionnement au moment de ce franchissement pour entraîner des possibilités de surexposition. Par contre, ces surexpositions pourraient être très graves pour le personnel, et de plus ne pas être détectées lorsque les tirs ont lieu hors des zones contrôlées, dans des locaux où peuvent circuler des travailleurs non munis de dosimètres.



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 ou 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 tuyauteries.

EDF a engagé en 2008 différentes actions visant à améliorer la maîtrise des tirs gammagraphiques et à réduire les risques radiologiques encourus par le personnel lors de ces tirs gammagraphiques. Néanmoins, à ce jour, les effets de ces actions ne sont pas encore visibles. Les efforts d'EDF doivent donc être poursuivis afin d'obtenir une diminution sensible des risques d'exposition aux tirs gammagraphiques.

Un évènement marquant en 2008 : l'évacuation du bâtiment du réacteur n°4 de la centrale du Tricastin



Le 23 juillet 2008, alors que le réacteur n°4 du Tricastin était arrêté pour son rechargement annuel en combustible., le déclenchement simultané de plusieurs détecteurs assurant la surveillance de la contamination atmosphérique du bâtiment du réacteur a conduit l'exploitant à faire évacuer les 97 personnes présentes à ce moment là dans le bâtiment. Le contrôle anthropogammamétrique de l'ensemble

du personnel concerné (présent avant l'évènement ou lors de celui-ci) a montré une exposition interne pour 117 intervenants. Compte tenu des faibles niveaux de contamination mesurés, cet évènement a été classé au niveau 0 de l'échelle INES.

L'analyse menée par l'exploitant a montré que la dispersion de contamination a eu pour origines un défaut d'analyse des risques associés au balayage d'un circuit contaminé par de l'air ainsi que des défauts de confinement des chantiers dans les générateurs de vapeur. De plus, le déboîtement de la gaine du dispositif de mise en dépression du circuit primaire a favorisé la dissémination de la contamination dans l'enceinte du bâtiment du réacteur.

Les évacuations du bâtiment du réacteur sont relativement fréquentes lors des arrêts pour rechargement des réacteurs nucléaires. Une grande majorité de ces évacuations relève d'alarmes intempestives liées à des dysfonctionnements des balises de mesures de la radioactivité. Ces évacuations non justifiées par une contamination réelle et l'évènement du Tricastin ont conduit EDF à renforcer ses prescriptions nationales de surveillance de la contamination atmosphérique dans le bâtiment du réacteur.

Chaque année, l'IRSN publie sur son site internet www.irsn.fr un [bilan de la surveillance des travailleurs](#) exposés aux rayonnements ionisants en France. L'ensemble des données relatives aux expositions des travailleurs sont enregistrées dans une base de données nationale, dénommée SISERI, gérée par l'IRSN et accessible en ligne aux médecins du travail et aux personnes compétentes en radioprotection.

Envasement du ru d'eau arrière de la station de pompage de la centrale de Fessenheim

En juillet 2008, EDF a découvert une dégradation des performances du système d'aspersion dans l'enceinte du réacteur n°2 de la centrale de Fessenheim. Ce système, prévu pour les situations accidentelles, est refroidi via des échangeurs par l'eau du grand canal d'Alsace qui jouxte la centrale. Les investigations menées par l'exploitant ont mis en évidence un état avancé d'envasement du ru d'eau arrière de la station de pompage, qui alimente les échangeurs de refroidissement.

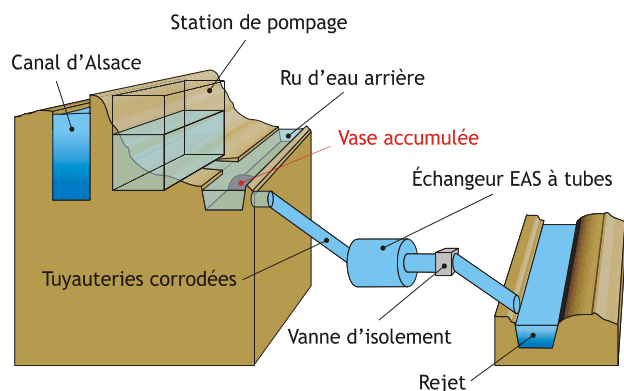
Le refroidissement du système d'aspersion dans l'enceinte des réacteurs de la centrale de Fessenheim

Le grand canal d'Alsace participe au refroidissement des réacteurs de la centrale de Fessenheim. A la station de pompage de chaque réacteur, de l'eau en provenance du canal est, après filtration, envoyée vers le condenseur du turboalternateur, qui assure la production d'énergie électrique.

Une partie de l'eau filtrée est prélevée de façon gravitaire pour les besoins du système d'alimentation en eau brute assurant la réfrigération de systèmes importants pour la sûreté. Ce prélèvement est réalisé dans un collecteur parallélépipédique de distribution (2 m de large, 3 m de haut, d'un volume total de 400 m³) nommé « ru d'eau arrière de la station de pompage ».

Ce collecteur assure notamment l'alimentation des réfrigérants du système d'aspersion dans l'enceinte de confinement (EAS). Ce système participe à l'évacuation de la puissance dégagée par le cœur dans l'enceinte en situation accidentelle de brèche primaire ou de perte de l'alimentation en eau des générateurs de vapeur. Il est composé de deux voies redondantes (voies A et B), chacune munie, entre autres, d'un échangeur à tubes permettant de refroidir l'eau du système EAS. Chaque échangeur est refroidi par une des deux voies dédiées du système d'eau brute, qui sont disposées l'une à côté de l'autre, à l'extrémité du ru d'eau arrière.

Lors de la conception des réacteurs de la centrale de Fessenheim, la solution retenue (alimentation gravitaire des échangeurs) pour le refroidissement du système d'aspersion dans l'enceinte, unique sur le parc, avait comme principal but d'assurer une très bonne disponibilité de ce système de sauvegarde. Ainsi, la circulation gravitaire de l'eau brute a permis de réduire de façon importante le nombre de composants actifs dont le bon fonctionnement est nécessaire en situation accidentelle.



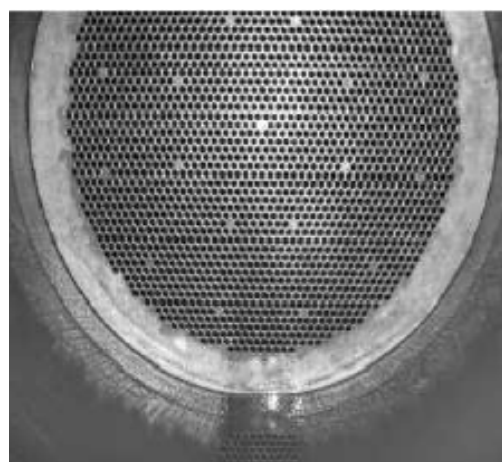
ALIMENTATION DES ÉCHANGEURS EAS
SCHÉMA DE PRINCIPE

Néanmoins, des actions de contrôle et de maintenance préventive sont nécessaires pour garantir la propreté des circuits et le maintien dans le temps des caractéristiques attendues, notamment leur capacité d'échange thermique et leur débit de refroidissement.

Aussi, l'exploitant doit vérifier périodiquement que les débits d'eau brute sont suffisants (chaque mois, une voie est testée). Pour cela, il fait circuler de l'eau dans l'échangeur et mesure le débit traversant l'échangeur. En dehors des périodes d'essais, l'échangeur est rempli d'eau déminéralisée. Cette disposition permet d'éviter un encrassement des tubes de l'échangeur par l'eau brute du canal, encrassement susceptible d'affecter le coefficient thermique d'échange.

Que s'est-il passé à Fessenheim ?

En novembre et décembre 2007, lors des essais de redémarrage après l'arrêt pour rechargement du réacteur n° 2, les débits d'eau brute traversant les deux échangeurs du système d'aspersion dans l'enceinte se sont avérés inférieurs aux valeurs spécifiées. Le débit requis avait néanmoins été retrouvé grâce à un rinçage des échangeurs. Par la suite, un nouvel écart de débit a été constaté lors d'un essai périodique, mais corrigé rapidement par un rinçage des échangeurs. Compte tenu de ces écarts répétés, l'IRSN a recommandé, début juin 2008, que l'exploitant procède, dès le premier arrêt programmé de chaque réacteur de la centrale de Fessenheim, au nettoyage du ru d'eau arrière de la station de pompage, ainsi que des échangeurs du système d'aspersion dans l'enceinte et des canalisations d'eau brute les alimentant. Il est à noter que la nécessité d'assurer l'alimentation en eau brute des systèmes ayant des fonctions de sûreté rend préférable la réalisation de ces travaux lorsque le réacteur est complètement déchargé.



Face avant de l'échangeur à tubes

Après un nouvel écart de débit constaté sur la voie A fin juin 2008, l'exploitant a défini un nouveau mode opératoire pour les essais périodiques bimensuels, qui prévoyait de laisser couler un certain temps l'eau brute à travers l'échangeur en essai avant de procéder à la mesure du débit, cet écoulement préliminaire permettant d'évacuer les éventuels dépôts en amont de l'échangeur. Le premier essai périodique réalisé dans ces conditions a été effectué le 4 juillet 2008 sur la voie B alors que le réacteur était en arrêt à chaud, dans le cadre d'un arrêt court, programmé sans déchargement du combustible.

Malgré ce nouveau mode opératoire, l'exploitant a constaté, une fois de plus, une valeur insuffisante du débit d'eau brute. De surcroît, les relevés de débit effectués les jours suivants n'ont pas permis de conclure à la disponibilité de l'échangeur. Le réacteur a donc été replié dans l'état d'arrêt à froid et dépressurisé. Les essais réalisés sur la voie A ont donné des résultats semblables à ceux obtenus pour la voie B.

L'exploitant a donc décidé la réalisation de contrôles du ru d'eau arrière et des canalisations d'amenée de l'eau brute dans les échangeurs.

Il est à noter qu'il n'existe pas de contrôle systématique et périodique de l'état des rus d'eau et des tuyauteries du circuit d'alimentation des échangeurs. Cette situation peut s'expliquer par la difficulté d'accéder à ces installations ; par contre, elle montre des faiblesses dans les contrôles d'un ouvrage pourtant nécessaire au bon fonctionnement d'une fonction de sauvegarde et classé à ce titre important pour la sûreté. Le ru d'eau arrière de la station de pompage avait toutefois été désensasé lors de la première visite décennale en 1990. Conscient du problème, et aussi en réponse à une demande de l'ASN, l'exploitant a mené, à partir de 2000, plusieurs études de faisabilité du suivi du niveau de la vase déposée, ainsi que de méthodes de désensasement, dans l'objectif de procéder à ce désensasement, au plus tard, lors de la troisième visite décennale prévue en 2010. En effet, compte tenu de son retour d'expérience, l'exploitant était confiant quant à la propreté du ru d'eau arrière.

Où l'on découvre la présence de vase bouchant partiellement le ru d'eau.

L'inspection du ru d'eau arrière de la station de pompage a mis en évidence un dépôt de boue, sur une longueur d'environ 13 m et une hauteur atteignant 2,5 m, situé du côté des tuyauteries alimentant les échangeurs du système d'aspersion dans l'enceinte. L'IRSN a alors estimé qu'en cas de sollicitation réelle du système d'aspersion dans l'enceinte, une partie de la boue présente dans le ru d'eau aurait pu être entraînée dans les échangeurs. Des transitoires hydrauliques, par exemple provoqués par l'arrêt des pompes de refroidissement du condenseur, auraient pu favoriser ce phénomène. De ce fait, il existait un risque non négligeable que les échangeurs ne puissent pas remplir leur mission en situation accidentelle. Leur défaillance aurait été provoquée par le bouchage des tubes des échangeurs, mais aussi par la perte de leur efficacité d'échange thermique du fait de dépôts de boue dans les tubes.



Corrosion sur les parois internes des tuyauteries d'eau brute

En conséquence, le réacteur a été maintenu à l'arrêt et des travaux de nettoyage du ru ont été réalisés avec aspiration des boues. Ces travaux ont été complétés par la visite des tuyauteries d'eau brute en amont des échangeurs. Par ailleurs, un nettoyage de 15 % des tubes des échangeurs a été effectué. Ces travaux ne se sont pas révélés suffisamment efficaces pour rétablir un débit suffisant dans les échangeurs. Une hypothèse alors avancée par l'exploitant était l'état de corrosion des parois internes des tuyauteries en amont des échangeurs, constaté lors des travaux précités. Selon l'exploitant, l'augmentation sensible de la rugosité de la paroi interne des tuyauteries provoquée par la corrosion pouvait expliquer la baisse de débit due aux pertes de charge.

Sans écarter cette hypothèse, qui contribue certainement à réduire le débit, l'IRSN a toutefois considéré que le faible débit constaté pouvait aussi résulter d'un bouchage partiel des échangeurs. En effet, ces derniers ont été conçus pour être conditionnés avec de l'eau déminéralisée ; or, lors des essais réalisés en juin 2008, un écoulement d'eau brute chargée de particules a été maintenu à travers ces échangeurs pendant une quinzaine de jours. L'IRSN a donc estimé que la propreté des échangeurs ne pouvait pas être démontrée, tant qu'ils n'auraient pas été nettoyés dans leur intégralité.

Une deuxième phase de travaux a donc été lancée, à l'issue de laquelle les débits traversant les échangeurs sont redevenus corrects. Le réacteur a été redémarré au début d'août 2008, après que l'exploitant s'est engagé à remplacer les tuyauteries corrodées lors du prochain arrêt pour rechargement de chaque réacteur.

Par ailleurs, l'exploitant s'est engagé à poursuivre son analyse, en vue d'identifier l'ensemble des causes qui entraînent des réductions de débit, et d'engager les actions correctives les plus appropriées.

Des travaux de nettoyage ont également été effectués sur le réacteur n° 1 lors de l'arrêt pour rechargement qui a débuté en août 2008. L'envasement de son ru d'eau arrière s'est révélé moins important que celui du ru d'eau du réacteur n°2.

Des mesures pour éviter que la situation ne se renouvelle

Le phénomène d'envasement du ru d'eau arrière découvert en 2008 a été présenté lors de la réunion du Groupe Permanent pour les réacteurs nucléaires, dédiée à la clôture du réexamen de sûreté des réacteurs de 900 MWe à l'occasion de leurs troisièmes visites décennales. A cette occasion, l'IRSN a noté que le suivi périodique de l'état d'envasement de la prise d'eau jusqu'au ru d'eau arrière serait désormais formalisé par EDF et mentionné dans le rapport de sûreté des tranches de la centrale de Fessenheim.

Par ailleurs, fin 2008, l'exploitant de la centrale de Fessenheim a transmis les résultats de la revue technique engagée après les constats du mois de juillet. Outre le remplacement des tuyauteries corrodées, l'exploitant réalisera, lors des arrêts pour rechargement des deux réacteurs en 2009, le nettoyage des échangeurs, après avoir recherché la méthode la mieux adaptée, et définira un programme local de surveillance du niveau d'envasement du ru d'eau arrière de la station de pompage. L'IRSN portera une attention particulière sur la mise en œuvre de ces dispositions.

ANOMALIES GENERIQUES CONCERNANT LE PARC

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...). Elle peut par contre devenir un inconvénient en cas d'apparition d'un défaut susceptible d'affecter plusieurs réacteurs, voire l'ensemble des réacteurs du parc. Plusieurs anomalies de ce type sont apparues en 2008. Ce chapitre présente six anomalies, dites génériques, particulièrement suivies par l'IRSN.

Un mauvais positionnement des barres antivibratoires, prévues pour maintenir les tubes des générateurs de vapeur, est à l'origine de la fissuration par vibration excessive d'un tube du réacteur n°2 de la centrale de Fessenheim. L'absence de maintien des tubes de générateur de vapeur qui en résulte, peut conduire à une rupture de tubes et à des rejets radioactifs dans l'atmosphère.

Les aéroréfrigérants des groupes électrogènes de secours à moteur diesel équipant les centrales en bord de mer sont exposés à la corrosion due à l'air marin, ce qui peut nécessiter un suivi particulier, comme cela a été constaté à la centrale de Flamanville.

L'utilisation de l'hydrogène entraîne des risques particuliers tels que l'inflammation ou l'explosion en cas de mélange avec l'air. Plusieurs événements et constats ont montré la nécessité de renforcer la prévention de ces risques dans plusieurs centrales du parc.

Afin d'améliorer les performances du combustible et notamment d'atteindre des taux de combustion plus importants, EDF utilise depuis plusieurs années un nouveau matériau pour le gainage de crayons de combustible. La fiabilité de ce matériau a été mise en cause par l'apparition de fuites des gaines. Les actions correctives nécessaires ont été déployées mais leur efficacité est encore aujourd'hui suivie et analysée par l'IRSN.

Des modifications des circuits de refroidissement des pompes d'injection de sécurité à haute pression des réacteurs de 900 MWe, destinées à garantir la tenue en température de ces pompes, ont conduit à l'apparition de nouveaux défauts, rendant nécessaire une nouvelle intervention pour une grande majorité des réacteurs de 900 MWe.

Des dégradations récurrentes et des défauts de conception sur certains supports de canalisations ayant un rôle important pour la sûreté ont conduit EDF à engager des modifications et des remises en conformité de supports pour plusieurs centrales du parc.

Fissuration par fatigue des tubes de générateurs de vapeur

Les tubes des générateurs de vapeur sont soumis à des sollicitations mécaniques liées aux écoulements hydrauliques. Des barres antivibratoires sont prévues à la conception pour maintenir ces tubes. Un mauvais positionnement de barres a entraîné une fissuration par vibration excessive d'un tube du réacteur n°2 de la centrale de Fessenheim.

Le générateur de vapeur

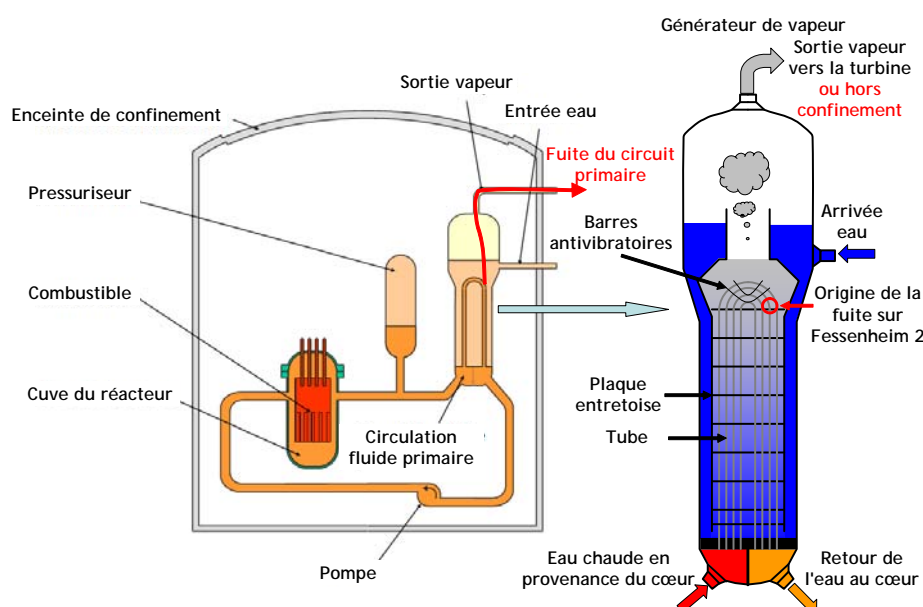


Figure 1 : Schéma simplifié du réacteur n°2 de la centrale de Fessenheim et origine de la fuite

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). Lors du fonctionnement du réacteur en puissance, l'eau est portée à ébullition dans le compartiment secondaire des générateurs de vapeur. La vapeur ainsi produite alimente la turbine de l'alternateur. Les tubes de générateur de vapeur ont une fonction de

confinement des produits radioactifs présents dans le circuit primaire. La paroi de ces tubes fait donc partie du circuit primaire (deuxième barrière de confinement) et constitue aussi la troisième barrière de confinement. Malgré les dispositions prises lors de la conception et de la fabrication des GV, cette barrière peut se dégrader en service. Ainsi, à l'étranger, plusieurs ruptures de tube de générateur de vapeur (RTGV) se sont produites et ont conduit dans certains cas à des rejets de gaz radioactif dans l'environnement.

Compte tenu des risques de rejet de gaz radioactif, voire d'eau contaminée, la probabilité d'une RTGV doit être extrêmement faible. C'est ainsi que, pour éviter que cette situation accidentelle ne se produise en France, EDF surveille l'état des tubes de chaque GV (le faisceau tubulaire) en fonctionnement et lors des arrêts pour maintenance. Réacteur en fonctionnement, le contrôle de l'étanchéité des tubes est assuré par des mesures de la radioactivité de l'eau et de la vapeur du circuit secondaire, complétées éventuellement par des mesures

chimiques. Le contrôle à l'arrêt est réalisé en recourant à des techniques d'examen non destructif (courants de Foucault notamment).

Malgré cela, plusieurs fuites significatives se sont produites entre 2004 et 2006 ; elles ont affecté les réacteurs n°1 et n°4 de la centrale de Cruas (ces événements sont présentés dans le [rapport IRSN 2007](#) sur l'état du parc électronucléaire français).

Arrêt du réacteur n°2 de la centrale de Fessenheim à la suite d'une fuite du circuit primaire au circuit secondaire

Le 18 février 2008, le réacteur n°2 de la centrale de Fessenheim est en puissance lorsqu'une fuite du circuit primaire au circuit secondaire est détectée. Le débit de la fuite augmentant, le réacteur est arrêté rapidement conformément aux règles d'exploitation. Après différentes investigations, EDF identifie l'origine de la fuite ; elle provient d'une fissure traversante affectant une partie de la circonférence d'un tube, située au début de la partie

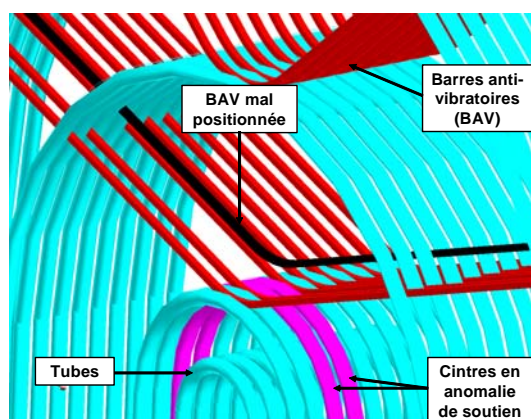


Figure 2 : Schéma du supportage des tubes de GV dans la partie supérieure du faisceau tubulaire et illustration d'une anomalie de soutien par défaut d'enfoncement d'une BAV (seuls quelques tubes sont représentés)

A l'époque de la construction des GV des réacteurs de la centrale de Fessenheim, les BAV étaient introduites après le montage de l'intégralité du faisceau tubulaire et un enfoncement non homogène était possible. Afin d'éviter cet inconvénient, le procédé de fabrication a été modifié et les procédures de contrôle renforcées, ce qui a permis un positionnement correct des BAV dans les GV construits depuis 1993.

cintrée du tube (voir la figure 1). L'origine de la fuite est un phénomène de fissuration progressive due à des vibrations excessives du cintre. Afin d'empêcher que de telles vibrations excessives aient lieu, des barres anti-vibratoires (BAV) sont présentes dans la partie supérieure du faisceau tubulaire. En l'absence de ces BAV, la partie cintrée des tubes (voir les figures 2 et 3) peut en effet se comporter comme un résonateur ou un ressort.

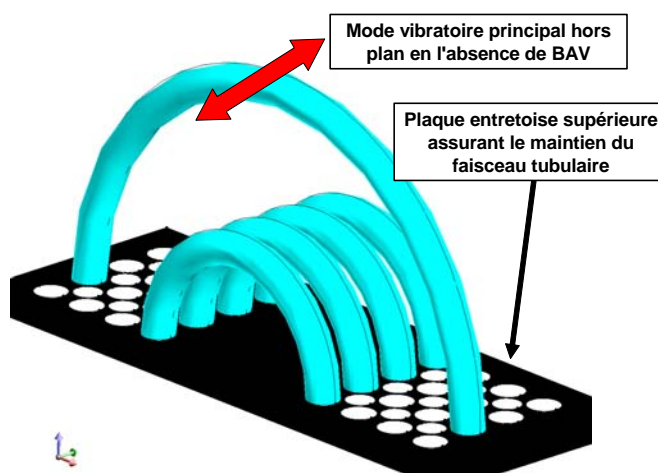


Figure 3 : Schéma du mode vibratoire principal d'un cintre en anomalie de soutien

Risques en termes de sûreté et conséquences pour le parc

Au niveau international, un enfoncement non homogène de BAV a déjà été à l'origine de deux RTGV. La première est survenue en 1987 à la centrale américaine de North Anna ; la deuxième s'est produite en 1991 au Japon (centrale de Mihama). La fuite du réacteur n°2 de la centrale de Fessenheim en 2008 a été détectée très rapidement grâce aux mesures de radioactivité installées à la sortie des générateurs de vapeur ; elle n'a jamais dépassé un débit de quelques litres par heure. En effet, la fuite a été neutralisée très rapidement par l'exploitant qui a arrêté le réacteur. Cette fuite n'a donc conduit à aucun rejet significatif dans l'environnement. La conjonction d'une détection efficace de l'augmentation de la radioactivité au niveau des tuyauteries de vapeur à la traversée de l'enceinte, d'une évolution lente du débit de fuite (passage de 1 l/h à 3 l/h en 1 heure environ) et d'une conduite adaptée du réacteur a permis d'éviter que cet incident n'évolue vers un accident de type RTGV. Prévenir ce type d'incident consiste, pour les réacteurs concernés, à mettre hors service par bouchage les tubes présentant un risque de vibrations excessives car, ainsi que l'a montré l'analyse de l'IRSN, il est impossible de garantir que les trois conditions précitées seront toujours réunies.

Stratégie de traitement retenue par EDF

De très nombreux tubes de générateur de vapeur sont en anomalie de soutien (plus de 10 000 tubes, soit environ 1 % de l'ensemble des tubes des centrales du parc EDF). Compte tenu du retour d'expérience international sur le [risque de RTGV](#) en cas d'enfoncement non homogène des BAV, EDF n'a pas retenu, dans les années 90, de neutraliser par bouchage tous les tubes en anomalie de soutien. Une campagne massive de bouchage de plus de 10 000 tubes sur l'ensemble du parc électronucléaire serait une opération à forts enjeux : le coût dosimétrique pour les intervenants, la nécessité de mettre à jour la démonstration de sûreté et le coût économique. Cette option n'a pas été retenue par EDF qui a préféré mettre en place une stratégie ciblée. Cette stratégie repose sur trois volets : la définition et la détection de facteurs aggravants pour le risque de vibrations excessives des tubes (déformation des tubes au droit des plaques entretoises, usure, corrosion), des calculs permettant d'évaluer le risque d'instabilité vibratoire d'un tube, des contrôles et des bouchages de tubes au titre de la maintenance préventive. Tous les tubes sont contrôlés périodiquement afin notamment de détecter l'apparition de tels facteurs aggravants. Les tubes pour lesquels un risque de fissuration par vibrations excessives a été identifié sont stabilisés et bouchés. Les autres tubes jugés suffisamment stables par calculs sont laissés en service. C'était le cas du tube du réacteur n°2 de la centrale de Fessenheim, qui a pourtant été à l'origine de la fuite. L'événement ayant affecté ce réacteur met donc en cause la stratégie de traitement élaborée par EDF dans les années 90 pour les cintres en anomalie de soutien.

Pour en comprendre les raisons, EDF a repris ses études en utilisant les meilleurs moyens de simulation disponibles et en affinant les hypothèses considérées. Ces études ont été reprises pour l'ensemble des types de GV du parc électronucléaire français. Les résultats de ces études ont conduit EDF à admettre qu'une erreur d'appréciation du risque de fissuration des tubes affectés par une anomalie de supportage par les BAV existait dans les études des années 90 pour les GV du type de celui du réacteur n°2 de la centrale de Fessenheim. Pour les autres types de GV, EDF a considéré que les conclusions des études des années 90 n'étaient pas remises en cause. Il a néanmoins pris l'initiative de boucher certains tubes qu'il considérait comme les plus sensibles au risque de fatigue pour les réacteurs de 900 MWe (34 réacteurs sur les 58 en exploitation).

Préconisations de l'IRSN

Pour l'IRSN, les calculs visant à apprécier le risque de fissuration (et de rupture) par vibrations excessives d'un tube de GV sont complexes et leur interprétation délicate. En effet, les résultats de ces calculs, obtenus à partir de simulations couplées de thermohydraulique et de mécanique, sont extrêmement sensibles aux hypothèses et aux données d'entrée. Par exemple, les calculs réalisés dans les années 90 laissaient penser qu'il existait des marges par rapport au risque de dégradation par vibrations excessives des tubes en anomalie de soutien des GV du réacteur n°2 de la centrale de Fessenheim. La reprise des calculs par EDF avec un modèle plus fin a mis en question l'existence de ces marges.

De plus, l'IRSN a considéré que le risque estimé de rupture d'un tube repose essentiellement sur des données globales pour l'ensemble d'une famille de générateurs de vapeur. L'IRSN a également noté que la démarche d'EDF ne comportait aucun facteur de sécurité. Enfin, la reprise des calculs par EDF n'a pas permis de comprendre pourquoi le tube à l'origine de la fuite est devenu brusquement instable après 30 années d'exploitation environ, alors même que le phénomène de fissuration par fatigue d'un tube soumis à des vibrations excessives est un phénomène extrêmement rapide. En conclusion, l'IRSN observe que l'approche d'EDF pour étudier le comportement d'un tube soumis à des vibrations excessives du fait d'un écoulement reste entachée d'incertitudes importantes.

Par ailleurs, l'IRSN a observé que les actions de maintenance du faisceau tubulaire des GV mises en place par EDF, qui reposent essentiellement sur des contrôles par examens non destructifs, n'ont pas permis d'éviter la fissuration d'un tube de GV. En particulier, les dépôts d'oxydes dans le compartiment secondaire des GV peuvent modifier les conditions d'écoulement du fluide secondaire et les conditions d'appui des tubes par rapport à la conception. Ces phénomènes ne sont pas suffisamment pris en compte dans le programme de maintenance d'EDF (*pour une présentation détaillée de l'effet délétère des dépôts d'oxydes sur le risque d'endommagement des tubes, le lecteur pourra se référer au [rapport IRSN 2007](#) qui présente un chapitre intitulé 'Le colmatage des générateurs de vapeur', pages 34-35*). L'IRSN a recommandé qu'EDF révisé son programme sur ce point.

La fuite du circuit primaire au circuit secondaire survenue à Fessenheim constitue le quatrième arrêt fortuit d'un réacteur pour cette raison depuis 2004.

Le principe de défense en profondeur impose de garantir une bonne qualité de résistance des tubes des générateurs de vapeur.

Les fissures circonférentielles par vibrations excessives de quatre tubes de GV apparues depuis 2004 constituent des incidents précurseurs d'une RTGV. De ce fait, la surveillance des tubes par les contrôles effectués au titre de la maintenance n'apparaît plus suffisante. Pour cette raison, l'IRSN a recommandé le bouchage de tous les tubes en anomalie de soutien, considérant que c'est le seul moyen fiable d'obtenir une confiance suffisante dans la deuxième barrière de confinement.

Les conséquences sur le fonctionnement des réacteurs

Dans l'attente du bouchage des tubes concernés, destiné à sécuriser le fonctionnement des GV, des études réalisées par EDF ont montré qu'un fonctionnement à puissance réduite, typiquement autour de 85% de la puissance nominale, serait de nature à réduire le risque de fissuration des tubes par instabilité vibratoire. Les GV du réacteur n°3 de la centrale de Bugey, de même type que ceux du réacteur n°2 de la centrale de Fessenheim,

sont susceptibles d'être affectés par ce phénomène d'instabilité vibratoire. En juillet 2008, EDF a donc réduit préventivement la puissance du réacteur n°3 de la centrale de Bugey à 85 % Pn. L'inconvénient de cette baisse de puissance prolongée a été examiné par l'IRSN. En effet le fonctionnement prolongé à puissance intermédiaire (FPPI) d'un réacteur accroît le risque de rupture de la première barrière de protection (les gaines des crayons de combustible) par interaction entre les pastilles de combustible et les gaines. Ce phénomène bien connu peut être évité par un suivi particulier et l'application de mesures compensatoires.

Le phénomène d'Interaction Pastille-Gaine (IPG)

La réduction de la puissance du réacteur n°3 de la centrale de Bugey à 85% de la puissance nominale est naturellement associée à une baisse de la température du système pastille-gaine. Dans ces conditions, les pastilles se contractent et le jeu pastille-gaine s'ouvre. Si le niveau de puissance est maintenu, la gaine, sous l'effet de la pression exercée par le fluide primaire, se déforme et vient au contact des pastilles par fluage. Cela provoque la fermeture du jeu pastille-gaine (figure 4c). Ce fluage, lié à la baisse de puissance, est appelé « déconditionnement ». Ainsi, en cas d'augmentation de puissance lors d'un transitoire incidentel (retrait incontrôlé d'une grappe de commande, par exemple), la dilatation thermique des pastilles induit un chargement mécanique sur la gaine qui se trouve à leur contact, chargement augmenté par rapport à celui que subirait un crayon conditionné à puissance nominale. Le risque de rupture de l'intégrité de la gaine par IPG est alors accru. Ce phénomène a conduit à limiter les durées de fonctionnement prolongé à puissance intermédiaire (FPPI) pour les tranches du parc en exploitation afin de limiter l'apparition du fluage et par conséquent le risque de rupture de gaine par IPG. Par ailleurs, des précautions particulières de conduite sont appliquées en vue de limiter l'interaction pastilles-gaine lors des phases de montée en puissance (limitation du gradient de montée en puissance).

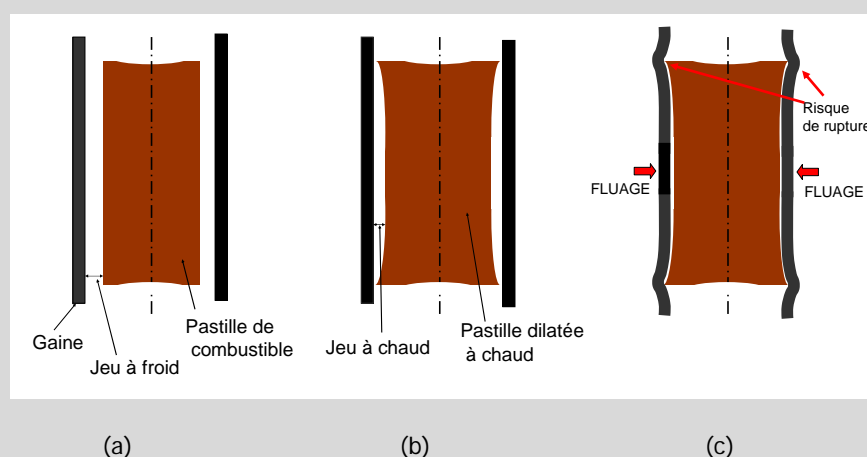


Figure 4 : Le crayon combustible: à froid (a), à chaud (b) et après un certain temps de fonctionnement (c)

Mesures compensatoires associées au réacteur n°3 de la centrale de Bugey

Depuis début juillet 2008, le réacteur n°3 de Bugey est donc exploité en FPPI. Une autorisation pour ce type de fonctionnement a été accordée par l'ASN jusqu'à une irradiation maximale de 8000 MWj par tonne d'uranium (tU), correspondant à une période se terminant avant la fin du cycle programmé. EDF a donc demandé d'étendre la durée de FPPI autorisée afin de réaliser la totalité de la durée du cycle en cours (soit jusqu'à une irradiation d'environ 12000 MWj/tU). Afin de justifier la sûreté de la tranche, EDF a proposé de limiter la puissance par unité de longueur de combustible maximale atteignable pendant un éventuel incident, en abaissant le seuil de protection qui entraîne l'arrêt automatique du réacteur. Cette protection permet normalement d'arrêter le réacteur lorsque la puissance dépasse 109 % de la puissance nominale (la puissance à ne pas dépasser est en réalité de 118 % de la puissance nominale ; le seuil est fixé à 109 % pour prendre en compte les incertitudes de mesures). Abaisser ce seuil permettrait d'écarter la puissance maximale atteinte pendant un incident. Cette modification, en réduisant la puissance dans les pastilles de combustible, réduit également leur dilatation thermique et réduit le risque de rupture de gaine par IPG. EDF a proposé un abaissement du seuil à 94 % de la puissance nominale, soit 87 % en tenant compte des incertitudes.

Cependant, il est difficile de vérifier que cet abaissement du seuil de protection procure une marge suffisante à l'égard du risque d'IPG. En effet seule une reprise des études réalisée en reproduisant un fonctionnement durable à 85 % de la puissance nominale depuis la date de passage à ce niveau, permettrait une évaluation précise. En l'absence de telles études, l'IRSN a recherché un moyen de s'assurer néanmoins de l'existence de marges de sûreté pour un fonctionnement en FPPI jusqu'à la fin du cycle. Pour cela, l'IRSN a mis en évidence que les incidents le plus susceptible de provoquer une rupture de gaine par IPG se produisaient à partir de situations où la [différence axiale de puissance](#) du cœur est élevée. Par conséquent, l'IRSN a recommandé de piloter la tranche dans un domaine limité en différence axiale de puissance à plus ou moins 5 %.

Lors de l'arrêt du réacteur n° 3 de la centrale de Bugey en 2009, EDF a prévu de procéder au bouchage des tubes en anomalie de supportage. Compte-tenu des performances attendues des GV après ce bouchage, EDF souhaite porter la puissance à un niveau égal à 97,6 % de la valeur nominale.

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

Au début de l'année 2008, des contrôles des groupes électrogènes de secours à moteur diesel de la centrale de Flamanville ont montré un état fortement corrodé de leurs aéroréfrigérants. Ces matériels, indispensables au bon fonctionnement des groupes électrogènes, sont situés à l'extérieur des bâtiments abritant ces groupes, les exposant ainsi à l'air marin. Ce phénomène, déjà constaté sur plusieurs centrales en bord de mer, montre que les protections par peinture des surfaces métalliques ne sont efficaces qu'accompagnées d'un programme de contrôle et de maintenance spécifique, comme l'avait recommandé l'IRSN il y a plusieurs années.

Les centrales nucléaires à eau sous pression sont des installations industrielles complexes constituées d'une multitude de composants dont chacun a un rôle bien précis pour le fonctionnement de l'installation. La sûreté d'une centrale suppose le respect, tout au long de sa vie, des exigences définies à la conception pour tous les composants importants pour la sûreté (IPS). Dès le stade de la conception des réacteurs, le risque de corrosion est pris en considération en sélectionnant, entre autres, des matériaux non sensibles à la corrosion, tout particulièrement pour les appareils ou les tuyauteries contenant des fluides radioactifs. Pour d'autres matériels, l'exigence de tenue à la corrosion n'est pas liée uniquement à la nature du fluide véhiculé mais principalement aux conditions d'ambiance. Des mesures de protection par peinture peuvent être suffisantes pour protéger des surfaces métalliques. L'efficacité de ces revêtements de protection doit cependant faire l'objet de vérifications périodiques, car une altération de la peinture peut conduire à des dégradations des matériels par la corrosion atmosphérique préjudiciables à la sûreté du réacteur. Ceci est particulièrement vrai en bord de mer en raison de l'air marin. L'absence de rénovation des peintures de protection a d'ailleurs été la cause principale d'avaries de certains groupes électrogènes de secours à moteur diesel constatées entre 2003 et 2008. Malgré les dispositions prises à la conception et à la construction à l'égard de la corrosion des matériaux métalliques, le maintien en bon état des matériels doit rester une préoccupation permanente, afin de garantir un haut niveau de sûreté des installations nucléaires.

Les groupes électrogènes de secours, un matériel important pour la sûreté

En cas de perte des alimentations électriques externes du réacteur, deux groupes électrogènes à moteur diesel sont prévus pour assurer l'alimentation électrique des systèmes nécessaires à la mise à l'arrêt et au maintien en état sûr du réacteur, et le cas échéant l'alimentation des systèmes de sauvegarde en situation accidentelle.

La puissance de ces groupes est importante : plusieurs MW, sous plusieurs kV. Chaque diesel est installé dans un bâtiment antisismique séparé. L'arrêt sûr de la tranche peut être assuré en toutes circonstances par un seul groupe.

Chaque groupe est refroidi par un système dédié. Ce système comprend un circuit d'eau et des aéroréfrigérants disposés à l'extérieur, sur le toit du bâtiment abritant le groupe.



Bâtiment abritant un groupe électrogène à moteur diesel

Des constats de corrosion affectant les aéroréfrigérants des groupes électrogènes de secours

Au cours d'inspections menées par l'ASN durant l'année 2008, l'IRSN qui accompagnait les inspecteurs a constaté des dégradations par corrosion des groupes électrogènes de la centrale de Flamanville. En effet, des suintements ont été observés sur plusieurs tuyauteries du système de refroidissement au droit de leurs supports, qui sont des points singuliers puisque l'eau de pluie y stagne. L'analyse réalisée par EDF montre que des traces de corrosion de ces tuyauteries avaient été observées courant 2006 mais qu'aucune action corrective n'avait été engagée. Pour cette raison, le site de Flamanville a déclaré le 18 avril 2008 un événement significatif pour la sûreté, classé au niveau 1 sur l'échelle INES. Les photos 1 et 2 ci-après illustrent les dégradations observées sur le site de Flamanville. Depuis, l'exploitant de Flamanville a réalisé les remises à niveau nécessaires (voir photos 3 et 4 ci-après).

Ces phénomènes de corrosion des groupes électrogènes des centrales en bord de mer ne sont pas nouveaux. Dès 1991, des dégradations importantes ont été observées sur les groupes du réacteur n°4 du site de Paluel en Normandie, soit seulement 5 ans après leur mise en service industrielle. Ces dégradations ont conduit à des fuites des circuits de réfrigération de ces groupes, qui auraient pu rendre les deux groupes indisponibles et par conséquent affecter la sûreté du réacteur. La présence d'eau de pluie, associée aux conditions d'ambiance marine, était à l'origine de zones de corrosion visible de la surface externe des tuyauteries de réfrigération. La présence fréquente d'eau au droit des tuyauteries était due à une mauvaise conception du système de réfrigération, générique des réacteurs de 1300 MWe. EDF a alors diligenté des inspections de l'ensemble des réacteurs de 1300 MWe. A la suite de ces inspections, des dégradations de même nature, mais moins avancées, ont été identifiées sur les sites de Cattenom et de Belleville où les conditions ambiantes sont pourtant moins agressives que l'atmosphère saline du bord de mer. EDF a alors réalisé les réparations nécessaires et a remédié à ce défaut générique de conception.

En avril 2003, lors d'une inspection sur le site de Gravelines, l'autorité de sûreté nucléaire a de nouveau constaté la présence de corrosion au niveau des tuyauteries des circuits de refroidissement des groupes électrogènes. Après ce constat, des actions de contrôle et de remise en état ont été réalisées fin 2003. En septembre 2003, EDF a fait le même type de constat pour les tuyauteries des circuits de refroidissement des groupes électrogènes du réacteur n°4 de la centrale de Paluel. Il s'agissait d'un phénomène de corrosion, lié à l'ambiance marine, découvert puis traité dans le cadre normal de la surveillance des matériels.

Photo 1 : Exemple d'une corrosion externe d'une tuyauterie de refroidissement. A terme, ce type de corrosion peut conduire au percement de la tuyauterie

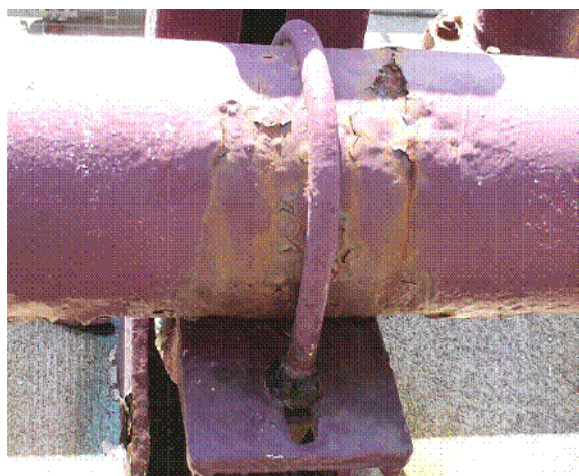


Photo 2 : Exemple de corrosion d'une tuyauterie de refroidissement d'un groupe électrogène au droit d'un support. A terme, ce type de corrosion peut conduire au percement de la tuyauterie

Un programme de maintenance perfectible et des actions de remise à niveau tardives

Pour l'IRSN, l'ensemble de ces constats montre que la corrosion des tuyauteries du système de refroidissement des groupes électrogènes, notamment pour les sites en bord de mer, est un problème récurrent en dépit des prescriptions de maintenance et des contrôles réalisés annuellement par chaque site. EDF attribue la persistance du problème au fait que l'évolution de la corrosion est lente et favorise l'accoutumance du personnel aux problèmes de corrosion. L'appréciation de cette évolution aurait pu être quantifiée. Mais le fait qu'aucun seuil d'acceptabilité n'était fixé et l'absence de référentiel sur le sujet, conduisaient les agents à se déterminer en fonction de leur propre sensibilité au problème. Ce qui a conduit l'IRSN à recommander que soient définis des seuils d'acceptabilité.

Dès 2004, l'IRSN a recommandé qu'EDF adapte les programmes locaux de maintenance pour tenir compte du risque de corrosion des circuits de refroidissement des groupes électrogènes situés en bord de mer, en précisant

de manière exhaustive les matériels soumis à contrôle, la nature des contrôles, leur périodicité et, le cas échéant, la mise en œuvre de mesures d'épaisseur des tuyauteries, avec des critères d'acceptabilité. Au-delà des tuyauteries de refroidissement précitées, l'IRSN rappelle que d'autres matériels importants pour la sûreté, comme ceux situés dans la station de pompage ([cf. rapport IRSN 2007](#)), sont également sujets à la corrosion, en particulier sur les sites en bord de mer. A ce sujet, les services centraux d'EDF ont défini et déployé le projet OEEI qui vise à Obtenir un État Exemplaire des Installations et devrait préciser les objectifs d'EDF dans ce domaine ainsi que les moyens nécessaires pour les atteindre. L'IRSN restera vigilant sur ce sujet.

Photo 3 : l'installation remise en conformité à la centrale de Flamanville (aéroréfrigérant d'un groupe électrogène de la tranche 1)



Photo 4 : l'installation remise en conformité à la centrale de Flamanville (aéroréfrigérant d'un groupe électrogène de la tranche 2)

Les risques liés à l'utilisation de l'hydrogène

Les risques liés à l'utilisation d'hydrogène dans les centrales nucléaires nécessitent une attention particulière lors de la conception et au cours de l'exploitation, pour éviter toute inflammation ou explosion d'un mélange de ce gaz avec l'air. Plusieurs évènements et constats ont montré qu'il est nécessaire de renforcer la prévention de ces risques dans plusieurs centrales du parc.

Les utilisations de l'hydrogène dans une centrale

Stocké sur le site dans un parc de bouteilles de gaz, de l'hydrogène pur est amené via des canalisations jusque dans la [salle des machines](#) pour être injecté dans le circuit de refroidissement du rotor de l'alternateur, et jusque dans des locaux du [BAN](#) pour être injecté dans le circuit primaire afin de compenser les effets de la radiolyse de l'eau.

La radiolyse de l'eau : sous l'action des rayonnements, l'eau se décompose en hydrogène et oxygène, ce dernier ayant un fort pouvoir oxydant. Ce phénomène, dénommé radiolyse, favorise la corrosion du circuit primaire. Lorsque le réacteur fonctionne, l'injection d'hydrogène dans le circuit primaire permet de réduire la teneur en oxygène par recombinaison et donc de réduire efficacement la corrosion.

Par ailleurs, les effluents gazeux hydrogénés produits lors du fonctionnement du réacteur sont périodiquement évacués du circuit primaire, par le circuit des purges et évènements, d'abord vers un réservoir tampon puis vers les bâches de stockage du système de traitement des effluents gazeux ([TEG](#)). Outre l'hydrogène, ces effluents contiennent des gaz de fission (Xénon et Krypton) et de l'azote. Il est à noter que, pour les tranches de 900 MWe, un même système TEG est utilisé par deux réacteurs.

Les risques liés à l'utilisation de l'hydrogène

A température et pression ambiantes, l'hydrogène se présente sous la forme d'un gaz sans couleur et sans odeur. En présence de l'oxygène de l'air et dans certaines conditions, l'inflammation d'un nuage d'hydrogène qui résulterait de la fuite d'une canalisation ou d'un stockage pourrait donner lieu à une explosion : dans l'air sec, la déflagration de l'hydrogène peut être obtenue pour des concentrations allant de 4 % à 75 % d'hydrogène par volume d'air, alors que la détonation pourra être obtenue pour des concentrations allant de 18 % à 59 %.

Explosion : libération soudaine d'énergie entraînant la propagation d'un front de flamme et d'une onde de surpression. On parle de **déflagration** si la vitesse du front de flamme est subsonique, c'est-à-dire inférieure à la vitesse de déplacement du son dans le milieu ambiant, et de **détonation** si la vitesse du front de flamme est supersonique ; les flammes accompagnent alors la surpression et il y a formation d'une onde de choc, qui peut provoquer des dommages importants.

Les conséquences sur la sûreté d'une explosion dans la partie nucléaire d'une centrale peuvent être la perte d'un ou plusieurs équipements permettant le maintien ou le retour dans un état sûr du réacteur, ou un relâchement de produits radioactifs dans l'environnement. Ce risque a été particulièrement mis en évidence lors d'un incident

survenu à Chinon en 1998 : une analyse menée par l'IRSN à la suite d'une fuite d'hydrogène qui n'avait toutefois pas provoqué d'explosion, a montré la gravité des dommages qu'auraient pu subir des équipements importants pour la sûreté, et la nécessité d'engager des études visant à réduire le risque.

L'actualité 2008 concernant les risques liés à l'utilisation de l'hydrogène

Le réexamen de sûreté des réacteurs de 900 MWe

Depuis 2005 EDF a fait évoluer ses exigences destinées à prévenir les risques d'explosion internes aux sites. Aussi EDF, dans le cadre du réexamen de sûreté des REP, a dressé la liste des locaux présentant un risque d'explosion en cas de fuite d'hydrogène et défini les dispositions à prendre désormais pour maîtriser ce risque. De nombreuses modifications matérielles ont ainsi été définies, consistant en particulier à installer des détecteurs d'hydrogène, à mettre en œuvre des matériels utilisables en atmosphère explosible à la place des matériels existants, à renforcer ou à protéger des tuyauteries véhiculant de l'hydrogène, ou encore à fiabiliser certains organes d'isolement de ces tuyauteries. EDF mène actuellement la même démarche dans le cadre des réexamens de sûreté des réacteurs de 1300 MWe et de 1450 MWe

En 2008, l'IRSN a analysé les évolutions du référentiel et son application sur les sites. Cette analyse s'est notamment appuyée sur des codes de calcul développés par l'IRSN. Les conclusions de cette analyse ont été présentées au Groupe permanent d'experts pour les réacteurs nucléaires lors d'une réunion consacrée au réexamen de sûreté des réacteurs de 900 MWe. Ce référentiel a été jugé globalement acceptable, mais perfectible en termes d'exhaustivité des scénarios traités et de pessimisme des critères retenus, en particulier concernant l'hypothèse d'une dilution homogène de l'hydrogène dans un local. Malgré le gain pour la sûreté apporté par la mise en œuvre des modifications induites par le référentiel, les agressions des tuyauteries véhiculant de l'hydrogène résultant de la corrosion ou de phénomènes vibratoires doivent être également traitées.

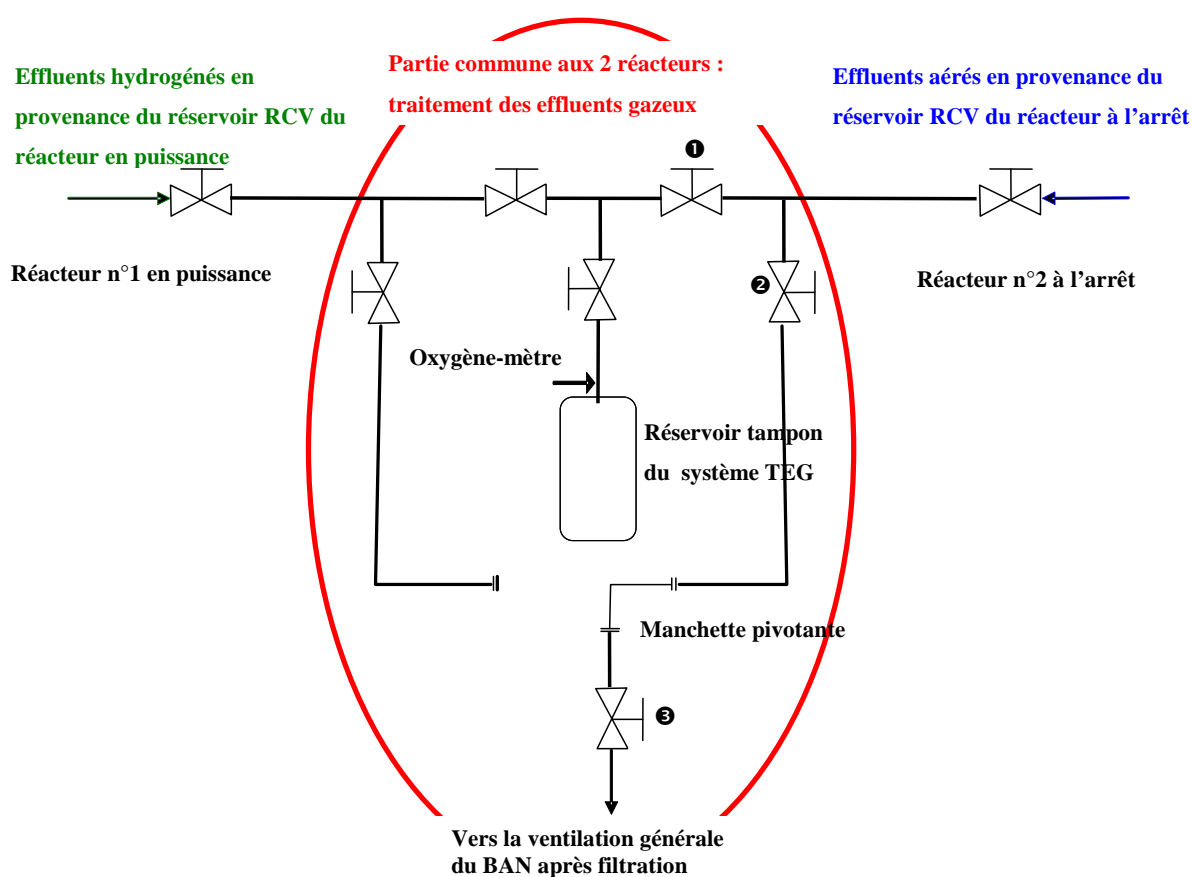
Un mélange air-hydrogène dû à une mauvaise position de vannes sur le réacteur n°2 de la centrale de Dampierre-en-Burly

Le 11 février 2008, alors que le réacteur n°1 de la centrale de Dampierre-en-Burly est en production, le réacteur numéro 2 de cette centrale est arrêté et l'exploitant entame les activités préparatoires aux opérations de maintenance et de rechargement. Dans le cadre de ces activités, afin de permettre l'ouverture en toute sécurité de la cuve du réacteur pour en décharger le combustible, il est nécessaire d'éliminer l'hydrogène présent dans le fluide primaire. Dans un premier temps, l'atmosphère du réservoir de contrôle chimique et volumétrique (RCV) est balayée avec de l'azote afin de réduire sa concentration en hydrogène. Pendant cette opération, la teneur du fluide primaire en hydrogène dissous diminue également. Lorsque cette teneur et la concentration d'hydrogène dans l'atmosphère du réservoir RCV sont suffisamment basses (inférieures à 15 %), l'exploitant injecte de l'eau oxygénée dans le circuit primaire afin de poursuivre, chimiquement, la déshydrogénation. Les effluents gazeux hydrogénés provenant de ces opérations sont envoyés dans le système TEG. Enfin, lorsque les concentrations d'hydrogène dissous dans le fluide primaire et présent dans l'atmosphère du réservoir RCV sont abaissées à des valeurs qui écartent le risque d'inflammation (moins 2 % pour l'hydrogène gazeux et moins de 3 cm³/kg pour l'hydrogène dissous), l'exploitant procède à l'oxygénation du fluide primaire après avoir remplacé le balayage à l'azote du réservoir RCV par un balayage à l'air et réorienté l'évacuation des effluents gazeux aérés provenant de cette opération vers la ventilation du BAN.

Le passage du balayage à l'azote au balayage à l'air du réservoir RCV nécessite, afin d'éviter tout risque d'explosion dû à un mélange d'effluents hydrogénés aux effluents aérés, d'isoler le réservoir RCV du réacteur n°2 du réservoir tampon TEG commun aux réacteurs n°1 et n°2. En effet, le réacteur n°1, en production, génère en permanence des effluents gazeux hydrogénés qui sont recueillis dans le réservoir tampon du système TEG.

A Dampierre, l'exploitant du réacteur n°2 n'a pas effectué correctement les opérations consistant à fermer la vanne 1 et à ouvrir les vannes 2 et 3 (cf. fig. 1) ; de ce fait, les effluents aérés provenant du réacteur n°2 ont été envoyés dans le réservoir tampon. Un capteur mesurant la teneur en oxygène en amont du réservoir a déclenché une alarme qui a conduit l'exploitant à stopper immédiatement le balayage à l'air du ballon RCV du réacteur n°2. Une vérification et une correction de la position des vannes ont alors permis de retrouver rapidement une situation normale du système TEG.

Figure 1 : schéma simplifié du traitement des effluents gazeux



Après cet incident, EDF a rappelé aux équipes chargées des manœuvres précitées les règles et procédures à appliquer, en insistant sur la nécessité d'un autocontrôle de leurs activités par les intervenants.

Pour l'IRSN, ces mesures d'ordre organisationnel sont bien entendu nécessaires, mais leur robustesse n'est pas démontrée. Malgré la présence d'une manchette pivotante, qui interdit la communication simultanée des deux tranches avec la ventilation générale, une configuration particulière des circuits du système TEG (ouverture par erreur de la vanne 1) pourrait conduire à l'envoi d'effluents hydrogénés dans le système de ventilation du BAN. La formation d'une atmosphère explosive dans les gaines de ce système ne pouvant alors pas être exclue, l'IRSN a demandé à EDF d'examiner la mise en place d'une ligne de défense supplémentaire pour éviter ce risque. EDF a

répondu qu'un tel rejet à la ventilation du BAN entraînerait un dépassement d'activité et serait immédiatement détecté. Par ailleurs, en comparant le débit de rejet à la cheminée du BAN au débit de rejet des effluents hydrogénés, EDF estime que le risque de formation d'un mélange explosif dans les gaines de la ventilation du BAN est très faible. Néanmoins, le principe de la mise en place d'une ligne de défense supplémentaire est en cours d'instruction à EDF.

Des fuites de tuyauteries véhiculant de l'hydrogène

Le 4 juin 2007, une fuite s'est produite dans une tuyauterie véhiculant de l'hydrogène dans le BAN du réacteur n°1 de Chinon. Cette tuyauterie, qui passait dans un local à l'ambiance particulièrement humide, présentait un état de corrosion avancée. Toutefois, la limite d'inflammabilité de l'hydrogène n'a pas été atteinte. La centrale a remplacé la tuyauterie, contrôlé l'état des tuyauteries dans les locaux similaires et, constatant qu'elles aussi étaient corrodées, les a remplacées. Enfin, il a fait part de cet événement aux services centraux d'EDF et aux autres centrales. Au regard des conséquences possibles pour la sûreté d'une explosion dans le local concerné par la fuite, l'ASN a demandé à EDF de déclarer un événement significatif pour la sûreté.

En 2008, l'ASN a mené des inspections avec la participation technique de l'IRSN, dans plusieurs centrales pour y vérifier la maîtrise du risque d'explosion. La plupart de ces inspections ont montré que les dispositions prises par EDF n'étaient pas complètes en regard de la réglementation applicable aux tuyauteries contenant des substances explosives. Or, EDF avait jusqu'au 15 février 2006 pour mettre ses installations en conformité avec la réglementation et n'avait alors pas mentionné de difficultés particulières quant à son application.

Le 13 novembre 2008, l'ASN a pris deux décisions à ce sujet. La première, [n°2008-DC-118](#), a prescrit à EDF d'améliorer, sous trois mois, la maîtrise du risque d'explosion dans ses centrales nucléaires (cf. [communiqué IRSN](#)). La seconde, [n°2008-DC-199](#), prise au regard de la situation constatée lors de l'inspection du CNPE de Cruas-Meysses, a mis en demeure EDF de remettre, sous trois mois, la centrale en conformité avec la réglementation.

Conclusion

L'IRSN considère que le référentiel, tel qu'élaboré par EDF de ses exigences de sûreté en matière de protection contre le risque d'explosion interne aux sites est globalement acceptable. Il estime cependant que certaines situations constatées sur les sites montrent que pour maintenir à un niveau acceptable la sûreté des réacteurs au regard des risques liés à l'utilisation de l'hydrogène, outre le renforcement des dispositions de détection de fuite et l'installation de matériels utilisables en atmosphère explosive, la maintenance et l'exploitation des systèmes véhiculant ou utilisant ce gaz restent primordiales.

Introduction d'un nouveau matériau de gainage du combustible

En 1988, EDF a lancé un programme d'introduction de nouveaux types d'assemblages de combustible dans les réacteurs. Les gaines des crayons de ces combustibles sont en alliage de zirconium appelé « M5 ». Toutefois, dès 2001, l'apparition de fuites de gaines des assemblages de combustible équipés de crayons en alliage M5 a mis en doute la fiabilité de ce matériau. Les problèmes d'exploitation rencontrés ont conduit l'IRSN à recommander qu'EDF réalise des investigations relatives à l'origine des pertes d'étanchéité constatées et ralentisse le rythme de déploiement d'assemblages de combustible avec gaines en alliage M5 sur le parc. Le problème a été pris très au sérieux par le fabricant de ces assemblages et par EDF qui ont mis en place des actions correctives dont l'effet est encore aujourd'hui suivi par l'IRSN.

Contexte - Historique d'introduction



Un assemblage combustible

Les gaines des crayons des assemblages de combustible constituent la première « barrière » de confinement des produits de fission. Pour les réacteurs du parc d'EDF, elles ont d'abord été réalisées en zircaloy 4, un alliage métallique à base de zirconium contenant de l'étain et d'autres éléments. Le zirconium est utilisé pour les gaines notamment parce qu'il absorbe peu les neutrons. Toutefois, dans un souci d'amélioration des performances du matériau de gainage permettant d'atteindre des [taux de combustion](#) plus élevés, EDF met en œuvre depuis plusieurs années sur son parc de réacteurs un alliage dit Massif 5 (M5) produit par AREVA-NP, comportant du niobium et d'autres additifs ; cet alliage a été développé en vue d'améliorer la résistance à la corrosion et à l'hydruration (ou absorption d'hydrogène) du gainage. L'alliage M5 se distingue également du zircaloy 4 par des vitesses de déformation sous irradiation différentes et, en particulier, par un grandissement plus faible (le grandissement est l'accroissement de la longueur des gaines des crayons sous l'effet de l'irradiation neutronique).

L'introduction en réacteur de l'alliage M5 a débuté en France en 1988 avec le chargement de quelques crayons de combustible dans le cadre du programme de développement dit « X1 première phase » d'AREVA-NP. Il s'agissait alors d'une variante de l'alliage M5 actuel. L'introduction de crayons à gainage en alliage M5 recristallisé s'est ensuite poursuivie entre 1990 et 1996 dans le cadre de quatre programmes expérimentaux dits de « pré-qualification » visant à tester différentes nuances d'alliage.

La qualification à l'échelle industrielle du gainage en alliage M5 n'est intervenue qu'en 1999 avec l'introduction à titre expérimental d'une première recharge complète dans le réacteur de Nogent 2. Les gaines des crayons étaient alors en alliage M5 mais la structure des assemblages (grilles de maintien...) était toujours en zircaloy 4. Ce n'est qu'en 2004 que le premier chargement d'assemblages « tout M5 » est intervenu dans la tranche 2 de la centrale de Nogent. Pour l'heure, des recharges tout M5 sont en cours d'irradiation dans trois réacteurs de 1300 MWe et les quatre réacteurs de 1450 MWe.

Retour d'expérience de l'introduction de l'alliage M5

La fiabilité des crayons à gainage en alliage M5 a été mise en doute dès 2001 du fait de l'apparition de fuites. Le bilan dressé en 2004 faisait apparaître un taux de défaillance des crayons en alliage M5 quatre à cinq fois supérieur à celui des crayons à gainage en zircaloy 4. Au total, entre 2001 et 2008, une trentaine de fuites d'assemblages de combustible à gainage en alliage M5 ont été détectées. A ce jour, EDF a mis en évidence trois types de défauts à l'origine des pertes d'étanchéité des crayons de combustible à gainage en alliage M5.

Deux types de défauts concernent les soudures entre les tubes et les bouchons.

Différents procédés de soudure sont utilisés pour la fabrication des crayons de combustible :

- le soudage laser permet de réaliser une soudure circulaire au moyen d'un faisceau laser induisant une fusion des matériaux de la gaine et du bouchon,
- le soudage TIG (Tungstène Inerte Gaz) est un procédé de soudure à l'arc induisant une fusion des matériaux de la gaine et du bouchon, en utilisant une électrode non fusible et un gaz inerte pour protéger l'électrode,
- le soudage USW (Upset Shape Welding) : dans ce procédé, l'échauffement provient de la résistance des pièces à souder à un courant électrique. Une force de rapprochement est appliquée sur les éléments à souder.

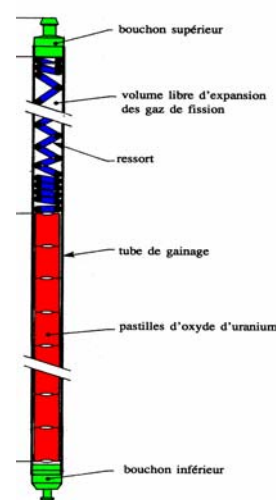
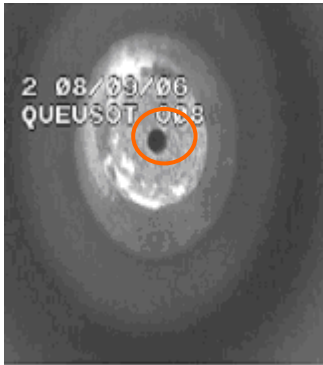


Schéma d'un crayon de combustible

Le premier type de défaut affecte les soudures circulaires des bouchons (inférieurs ou supérieurs) en alliage M5 réalisées par le procédé par laser. Les défaillances d'étanchéité constatées, qui concernent 7 crayons au total, se sont produites au cours des 1^{ers}, 2^{èmes} ou 3^{èmes} cycles d'irradiation de l'assemblage en réacteur. Ce type de défaut serait lié à la présence d'un polluant entraînant un percement ponctuel sur une portion bien délimitée du cordon de soudure pendant l'irradiation dans le réacteur. Selon EDF, les investigations conduites ont montré la sensibilité du procédé de soudage par laser à une pollution solide, très vraisemblablement de l'aluminium.



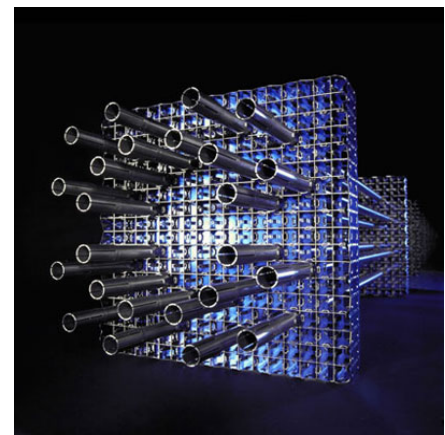
Percement localisé de la soudure circulaire du bouchon inférieur d'un crayon à gainage en alliage M5



Défaut de soudure au niveau du queusot d'un crayon en alliage M5

Le second type de défaut affecte des soudures de queusot (orifice par lequel se fait la pressurisation à l'hélium du crayon pour lui permettre de résister à la pression du circuit primaire) du bouchon supérieur réalisées avec le procédé TIG. Les pertes d'étanchéité constatées, qui concernent au total 9 crayons de combustible, se sont manifestées au cours des premiers cycles d'irradiation. EDF a indiqué qu'il s'agissait dans tous les cas de crayons de combustible ayant fait l'objet d'une reprise de soudage (sans changement de bouchon). La combinaison de doubles passages du crayon en chambre de soudage (résultant d'un défaut d'amorçage de la soudure plus fréquent avec l'alliage M5 qu'avec le zircaloy 4) et d'une sensibilité moindre des bouchons de zircaloy 4 à la pollution par l'oxyde d'uranium présent lors de la fabrication, expliquerait la fréquence plus élevée de ce type de défauts constatée sur les crayons à bouchon en alliage M5.

Enfin, un troisième type de défaut affecte certains assemblages de combustible au cours de leur premier cycle d'irradiation ; en 2008, des marques de type poinçonnement et des percements ont été observés. L'analyse a montré que, pendant la fabrication, les opérations d'insertion des crayons à gaine en alliage M5 dans les grilles de maintien de ces crayons peuvent créer des copeaux. Ces copeaux sont à l'origine de pertes d'étanchéité (au nombre de 12) de crayons à gaine en alliage M5 du fait de leur usure par fretting (usure résultant de mouvements oscillatoires de petite amplitude) associée aux copeaux restés coincés sous les ressorts des grilles.



Squelette d'assemblage

Actions correctives mises en œuvre

Afin de retrouver au plus vite une fiabilité des crayons de combustible en alliage M5 au moins équivalente à celle des crayons à gaine en zircaloy 4, différentes actions correctives ont été mises en place par EDF :

- en 2005, l'amélioration de la propreté dans les différentes usines de fabrication de combustible pour se prémunir des risques de pollution,
- à compter de début 2007, l'utilisation d'un procédé de soudage moins sensible à la pollution : il s'agit du « procédé USW » en remplacement des procédés par laser et TIG. De par la mise en œuvre du procédé USW, il n'y a plus nécessité d'un queusot dans le bouchon supérieur (mise en pression du crayon et soudage en simultané),
- le remplacement des bouchons en alliage M5 par des bouchons en zircaloy 4,
- la réduction de la production de copeaux lors des opérations d'insertion des crayons dans les assemblages de combustible en réduisant la vitesse d'insertion des crayons,
- la modification des conditions de maintien des crayons dans les grilles.

Le point de vue de l'IRSN

Dès les premières pertes d'étanchéité qui ont affecté le réacteur n°2 de la centrale de Nogent en 2001, l'IRSN a souligné l'importance d'étudier dans les plus brefs délais l'origine de ces pertes d'étanchéité et considéré qu'une généralisation au parc de l'utilisation du type d'assemblage impliqué était prématurée. De 2003 à 2006, EDF a lancé une série d'investigations en usine, d'essais et d'expertises approfondies afin de déterminer l'origine des pertes d'étanchéité et a pris les dispositions correctives mentionnées ci-dessus.

En 2006, des pertes d'étanchéité continuant à se produire, l'ASN a estimé qu'il était nécessaire « d'adopter une démarche prudente » quant à l'introduction d'assemblages de combustible à gainage en alliage M5 et a estimé nécessaire que « le dialogue technique se poursuive notamment sur [...] la fiabilité des fabrications d'assemblages en alliage M5 ».

Des éléments de compréhension contribuant à apprécier les différentes causes de perte d'étanchéité ont été transmis. Toutefois, l'IRSN constate que ceux-ci ne permettent pas d'expliquer sur le plan de la métallurgie la sensibilité particulière des crayons à gainage et bouchons en alliage M5 aux polluants suspectés (aluminium et oxyde d'uranium selon les procédés mis en œuvre). Des actions visant à comprendre l'origine de cette sensibilité des crayons de combustible aux conditions de soudage doivent être entreprises.

Comme indiqué plus haut, il est indéniable que les problèmes de fiabilité des crayons utilisant l'alliage M5 ont été pris au sérieux par le fabricant. Toutefois, l'efficacité des actions correctives ne pourra être appréciée que sur la base du retour d'expérience de l'irradiation de recharges « tout M5 » qui sont ou seront introduites dans les tranches de 1300 MWe et 1450 MWe. Aussi, dans l'attente de la transmission d'éléments complémentaires de la part d'EDF, l'introduction de nouvelles recharges utilisant l'alliage M5 a été limitée par l'ASN sur le conseil de l'IRSN aux 3 réacteurs de 1300 MWe ayant déjà chargé des assemblages en alliage M5 (sur les 20 réacteurs de ce type que compte le parc nucléaire). A ce jour, du combustible à gainage en alliage M5 est présent dans 17 réacteurs de 900 MWe, trois réacteurs de 1300 MWe et les quatre réacteurs de 1450 MWe.

L'IRSN souligne ici que l'introduction en réacteur d'un nouveau type de combustible, de même que toute modification concernant la fabrication des combustibles, est susceptible d'entraîner des conséquences inattendues en termes de performances. C'est pour cette raison que l'IRSN a depuis toujours recommandé une approche prudente qui se traduit par un processus long et progressif dont les étapes successives doivent être respectées afin de pouvoir disposer d'un retour d'expérience suffisant avant de procéder à toute nouvelle étape.

Température ambiante élevée pour les pompes d'injection de sécurité

EDF a déclaré, le 31 juillet 2007, des défauts de dimensionnement des systèmes de refroidissement des locaux abritant les pompes d'injection de sécurité à haute pression des réacteurs de 900 MWe. La température de ces locaux pouvant dès lors devenir élevée dans certaines situations accidentelles, EDF a dès 2008 remplacé les vannes thermostatiques du circuit de lubrification de chacune de ces pompes, un dérèglement de cette vanne, sensible à la température, pouvant rendre indisponible la pompe. Des dysfonctionnements de ces nouvelles vannes sont toutefois rapidement apparus, qui ont conduit EDF à déclarer en octobre 2008 un nouvel événement significatif à caractère générique.

Les écarts de conformité déclarés en 2007

En 2007, EDF a signalé des défauts de dimensionnement des systèmes assurant le refroidissement des locaux abritant les pompes d'injection de sécurité à haute pression des réacteurs de 900 MWe (à l'exception des réacteurs de Bugey et de Fessenheim), susceptibles de mettre en doute la tenue en température de ces pompes et donc leur disponibilité lors de certaines situations accidentelles. Ces défauts et leur impact possible sur la sûreté ont fait l'objet d'un article dans le [rapport IRSN 2007](#).

Pour rappel, ces défauts ont été détectés par EDF dans le cadre du réexamen des exigences relatives à la protection des centrales contre les températures élevées, réexamen engagé après les périodes de forte chaleur observées en 2003 et en 2006. L'étude avait alors montré que la température dans les locaux des pompes pouvait être, lors de certaines situations accidentelles, transitoirement supérieure à la température maximale prescrite par le constructeur de la pompe. L'analyse par EDF des conséquences de ce dépassement pour le fonctionnement des pompes, avait montré que l'élément des pompes le plus sensible à la température ambiante était la vanne thermostatique qui régule la température de l'huile de lubrification. En effet, une surchauffe de l'élément réglant de cette vanne pouvait conduire à la bloquer dans la position qui oriente l'huile dans la ligne de contournement de l'aéroréfrigérant et, par voie de conséquence, entraîner l'indisponibilité de la pompe par échauffement de l'huile de lubrification.

La remise en conformité des installations engagée par EDF

Dans un premier temps, afin de retrouver toute la disponibilité des pompes lors des situations accidentelles, EDF a remplacé les vannes thermostatiques en question par des vannes qualifiées à plus haute température, semblables à celles équipant le circuit analogue des réacteurs de 1300 MWe. Le remplacement des vannes thermostatiques a eu lieu entre les mois d'avril et août 2008.

Dans un second temps, EDF devra vérifier, ([voir l'article « incidence des périodes de canicule sur la sûreté des centrales »](#)), que les nouvelles températures de l'air extérieur et de la source froide (servant au refroidissement du réacteur) prises en compte pour la conception des équipements de sûreté dans le cadre du dossier « grand chaud », ne remettent pas en cause le bon fonctionnement des pompes.

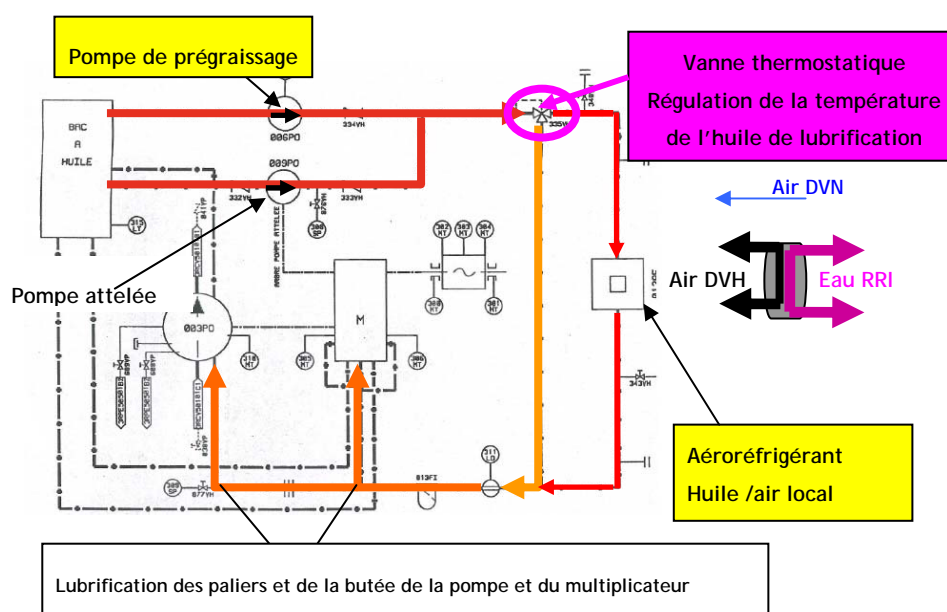


Schéma de principe du circuit de graissage des pompes d'injection de sécurité à haute pression

Nouvel événement significatif déclaré par EDF en octobre 2008

En 2008, peu après la mise en place des nouvelles vannes thermostatiques sur les circuits de graissage, et bien que les essais de fonctionnement réalisés sur la première pompe modifiée aient été jugés satisfaisants par EDF, des dysfonctionnements de ces vannes sont survenus à Dampierre, au Blayais et au Tricastin, ce qui a conduit EDF à déclarer un événement significatif générique en octobre 2008. Ces dysfonctionnements, dus à la rupture d'un élément de la tige de commande des vannes, détériore la commande des vannes et conduisent au bipasse de l'aéroréfrigérant, et donc à l'élévation certaine de la température de l'huile et des composants lubrifiés. EDF a procédé à des expertises des vannes thermostatiques défailtantes et effectué des mesures de pression et de vibration sur les circuits de graissage des pompes. EDF en a déduit que des fluctuations de pression dans le circuit, induites par le fonctionnement de la pompe de prégraissage, sont à l'origine des dysfonctionnements observés. Les dysfonctionnements sont susceptibles d'affecter l'ensemble des réacteurs de 900 MWe (à l'exception des réacteurs de Bugey et de Fessenheim).

A la suite de ce constat, EDF a rapidement mis en œuvre des dispositions destinées à réduire l'impact sur la sûreté des défaillances des nouvelles vannes thermostatiques. Ces dispositions prévoient notamment de forcer en position

ouverte vers l'aéroréfrigérant la vanne thermostatique d'une pompe d'injection de sécurité par réacteur, de limiter le temps de fonctionnement des pompes de prégraissage et d'effectuer un suivi renforcé du fonctionnement des pompes d'injection de sécurité. L'IRSN a estimé que ces dispositions étaient acceptables, à titre provisoire. Parallèlement, EDF a prévu de remplacer les pompes de prégraissage actuelles d'une technologie « à palettes » par des pompes « à engrenages » dont le fonctionnement induit moins de vibrations. Cette disposition a été mise en place sur une pompe du réacteur n°1 de la centrale du Tricastin en mai 2009 et a fait l'objet d'essais de requalification. Les résultats de ces essais montrent une réduction significative des niveaux vibratoires. L'impact favorable de la modification doit encore être vérifié pour une durée de fonctionnement suffisamment longue, avant d'être généralisée à l'ensemble des réacteurs de 900 MWe (à l'exception des réacteurs de Bugey et de Fessenheim, mais aussi des quatre derniers réacteurs mis en service du palier 900 MWe dont les pompes sont déjà équipées de pompes de graissage « à engrenages »).

Par ailleurs, outre la recommandation de remplacement des vannes thermostatiques des pompes d'injection de sécurité, l'IRSN a formulé un certain nombre d'autres recommandations visant à approfondir la connaissance des phénomènes affectant le refroidissement des pompes d'injection de sécurité ; elles concernent en particulier :

- les limites de fonctionnement en température de certains matériaux constitutifs d'éléments de la pompe (paliers et butée) ;
- le comportement thermique des locaux des pompes suivant les configurations d'exploitation des systèmes de ventilation ;
- l'influence des caractéristiques des circuits de graissage sur l'évolution des températures de l'huile et des équipements lubrifiés associés.

Dégradations des supports de certaines canalisations importantes pour la sûreté

La bonne tenue des canalisations aux sollicitations mécaniques, thermiques et vibratoires qui s'exercent sur elles, est en grande partie fonction de la conception et du maintien en bon état de leurs supports. Plusieurs anomalies et dégradations affectant des supports de canalisations ayant un rôle important pour la sûreté, en particulier de canalisations du circuit de secours d'alimentation en eau des générateurs de vapeur, ont été découvertes en 2008. La sûreté du fonctionnement des réacteurs pouvant en être affectée, notamment en cas de séisme, l'IRSN a recommandé une remise en conformité dans les plus brefs délais.

Les supports des canalisations

Dimensionnés et fabriqués pour faire face aux situations accidentelles envisagées, les supports des canalisations doivent respecter, à tout instant, les exigences définies lors de leur conception. Au même titre que les canalisations, les supports doivent être constamment maintenus en bon état : l'exploitant est donc tenu d'assurer les nettoyages, les réparations ainsi que les remplacements qui s'avèrent nécessaires.

Les supports font en particulier l'objet de contrôles exhaustifs. Il y a lieu de distinguer, d'une part les contrôles de fin de montage (à la construction ou ultérieurement à la suite de modifications ou de réparations des circuits), d'autre part les contrôles périodiques pendant l'exploitation.

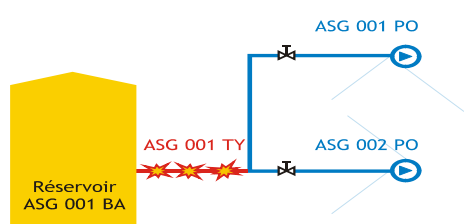
L'objectif essentiel des contrôles de fin de montage est de vérifier la conformité de la réalisation et du montage aux spécifications de conception. Ils portent donc sur la présence, la position et la conformité géométrique des supports, la qualité des liaisons soudées ou boulonnées, l'absence de bridage des canalisations, etc. Les contrôles en exploitation sont définis dans les programmes de maintenance ; ils visent à s'assurer du bon réglage des supports et de leur intégrité et sont essentiellement effectués lors des arrêts pour rechargement des réacteurs. Toutefois, lors de leurs tournées quotidiennes d'inspection, les agents d'exploitation peuvent également détecter des anomalies.

Des dégradations constatées sur le circuit de secours d'alimentation en eau des générateurs de vapeur (ASG).

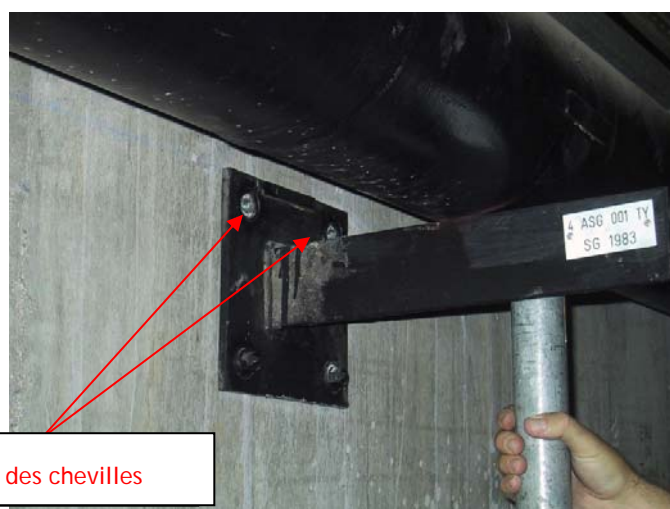
D'importantes modifications des supports des circuits ASG des réacteurs de 900 MWe ont été engagées en 2008. Celles-ci ont pour objet de rendre ces supports conformes aux exigences de tenue au séisme qui leurs sont applicables, mais aussi de renforcer leur tenue aux sollicitations vibratoires, sollicitations qui ont fait l'objet d'investigations depuis plusieurs années, comme il est rappelé ci-après.

En septembre 2005, un agent d'exploitation a, lors d'une tournée d'inspection dans le réacteur n°4 de la centrale de Cruas-Meysses, constaté la dégradation de trois supports du tronçon commun d'aspiration des motopompes du circuit de secours d'alimentation en eau des générateurs de vapeur.

L'état des lieux réalisé alors par l'exploitant a fait apparaître que sur ces trois supports, des platines de fixation étaient fissurées en racine de soudures et des chevilles étaient rompues. Ces supports n'étaient donc plus à même de remplir leur fonction, tant en fonctionnement normal qu'en situation accidentelle. Une réparation temporaire consistant en un étayage d'appoint fut immédiatement mise en œuvre en attendant leur réparation définitive prévue lors de l'arrêt pour rechargement du réacteur.



Localisation des trois supports dégradés



Support montrant la rupture de deux chevilles supérieures, avant leur remise en conformité

Causes des dégradations

Après l'expertise des supports déposés, l'exploitant a estimé que les fissurations des platines de supportage étaient dues à un phénomène de fatigue vibratoire lors de certaines configurations particulières d'exploitation. Dès 1984, des anomalies similaires avaient été constatées sur le même circuit de la centrale et avaient conduit EDF à effectuer des modifications de supports pour l'ensemble des réacteurs de 900 MWe. Malgré cela, l'IPSN avait souligné en 1987, à l'occasion d'une réunion du groupe permanent d'experts pour les réacteurs nucléaires, la persistance d'un comportement vibratoire anormal de la tuyauterie d'aspiration des motopompes de certains réacteurs, ce qui l'avait amené à émettre des réserves sur la pertinence des modifications réalisées. A la suite des dégradations constatées en 2005, EDF a réalisé une caractérisation approfondie du comportement vibratoire des tuyauteries du système ASG, qui lui a permis de concevoir et de mettre en œuvre une modification adaptée des supports pour le seul réacteur n°4 de la centrale de Cruas-Meysses. Considérant que des dégradations identiques pourraient affecter les autres réacteurs de même type, l'IRSN a recommandé des contrôles des supports et des campagnes de mesures vibratoires pour ces réacteurs. Lors de la préparation d'une réunion du groupe permanent d'experts pour les réacteurs nucléaires consacrée à l'analyse de la maintenance d'EDF, l'IRSN a en 2008 examiné de nouveau ce sujet. A partir de l'analyse des résultats des campagnes d'essais réalisées en 2007, l'IRSN a considéré qu'il était nécessaire que les modifications spécifiques du réacteur n°4 de la centrale de Cruas-Meysses soient également mises en place dans les autres réacteurs de même type.

En accord avec l'analyse de l'IRSN, EDF a décidé de mettre ces modifications en place. De plus, EDF a également convenu de la nécessité de renforcer ses programmes de maintenance en cas de sollicitations prolongées du circuit ASG dans une plage de débits susceptible d'engendrer un niveau vibratoire élevé des tuyauteries.

Lors des modifications des supports qui en ont résulté, EDF a constaté que la réalisation de certains supports lors de la construction des réacteurs ne répondait pas aux exigences résultant des études de conception. En effet, tels qu'ils avaient été fabriqués, ces supports ne permettaient pas de démontrer le bon comportement et l'intégrité du circuit ASG en cas de séisme. A ce titre, EDF a déclaré le 28 mai 2008 un événement significatif pour la sûreté classé au niveau 1 dans l'échelle INES. Après consultation de l'IRSN, l'ASN a demandé à EDF une remise en conformité de l'ensemble des supports de tous les réacteurs concernés avant le 30 mars 2009.

LES EVOLUTIONS SIGNIFICATIVES

Des avancées dans l'état 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. En effet, les évolutions ou modifications les plus importantes nécessitent plusieurs années de réflexions et d'études avant leur définition précise et leur mise en place. L'IRSN analyse ces évolutions ou modifications à différents stades. Durant l'année 2008, plusieurs sujets de ce type ont été examinés par l'IRSN ; parmi lesquels ceux exposés dans ce chapitre.

Bien que les centrales nucléaires d'EDF soient conçues pour supporter des températures élevées de l'air et de l'eau, les événements caniculaires de 2003 et 2006 ont montré la nécessité, dans un contexte de réchauffement climatique, de renforcer la protection des centrales à l'égard des risques de canicule. EDF a lancé un plan d'actions à court, moyen et long termes dont l'IRSN analyse les développements depuis 2003.

Réaliser une maintenance efficace pour la sûreté, tout en limitant les coûts, y compris « radiologique » ; cet objectif d'optimisation de la maintenance conduit EDF à définir des évolutions significatives de l'organisation et des méthodes qui la régissent, dont l'incidence sur la sûreté a fait l'objet d'une évaluation par l'IRSN.

Réduire les coûts de production sans compromettre la sûreté des installations est l'objectif affiché d'EDF depuis plusieurs années. Toutefois, l'accroissement des pressions productives est une des manifestations de la recherche de compétitivité. Si ce n'est pas contrebalancé par des mesures managériales et organisationnelles visant le maintien d'un haut niveau de sûreté, cela peut conduire à des dérives propres à favoriser l'occurrence d'un accident. Ce sujet a fait l'objet d'une évaluation spécifique de l'IRSN.

Les changements de gestion de combustible et les évolutions destinées à améliorer la sûreté nécessitent des modifications des logiciels du système de protection du réacteur, dont la fiabilité doit être évaluée. Compte tenu de leur nombre important et de leur complexité, l'IRSN a développé une méthode d'évaluation des logiciels de sûreté critiques (à temps de réponse garanti), en utilisant directement les résultats qu'il a acquis par des recherches et développements propres.

L'incidence des périodes de canicule sur la sûreté des centrales

Les centrales nucléaires d'EDF ont été conçues pour supporter les températures élevées de l'air et de l'eau susceptibles de survenir localement. Toutefois, à la suite des événements caniculaires de 2003 et 2006, il est apparu nécessaire de renforcer la protection de ces centrales à l'égard du risque d'une canicule dans un contexte de réchauffement climatique. EDF a ainsi lancé un plan d'actions à court, moyen et long termes dont l'IRSN analyse les développements depuis 2003. Des étapes importantes dans l'analyse ont été franchies en 2007 et 2008.

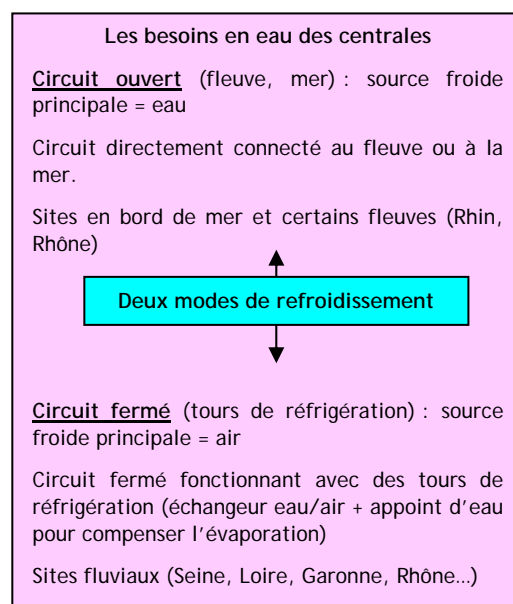
Les besoins en refroidissement des centrales nucléaires

Les centrales nucléaires ont besoin d'une source de refroidissement pour pouvoir produire de l'électricité tout en garantissant la sûreté. Cette source de refroidissement est constituée, selon les sites et les équipements de la centrale, par l'air ou par l'eau de la mer ou d'une rivière (source froide). Le refroidissement doit, pour l'air, assurer le bon fonctionnement des matériels quelle que soit la température de l'air extérieur, pour l'eau assurer la performance des systèmes utilisant la source froide pour refroidir différents équipements. Aussi, des températures élevées de l'eau ou de l'air sont susceptibles d'affecter le fonctionnement et la sûreté des centrales nucléaires.

L'impact de l'épisode caniculaire de 2003 sur les sources de refroidissement des centrales

Les centrales nucléaires ont été conçues pour supporter des températures élevées - dites « températures de dimensionnement » - de l'air et de l'eau, définies pour la plupart dans les années 1970. En outre, le fonctionnement des réacteurs nucléaires s'inscrit dans les limites de températures de l'eau, et de l'air dans les locaux, prescrites dans les règles générales d'exploitation (RGE) et les arrêtés d'autorisation de rejets d'effluents et de prélèvements d'eau, qui imposent des dispositions particulières d'exploitation en cas de dépassement.

La canicule de l'été 2003 a constitué un événement climatique majeur, par son ampleur géographique, sa durée et les niveaux de température observés. Au cours de cet épisode caniculaire, les températures de dimensionnement retenues à la conception des centrales ont parfois été dépassées, contraignant EDF à réduire la production de certains réacteurs pour respecter les règles générales d'exploitation et les arrêtés d'autorisation de rejets.



Lancement par EDF d'un plan d'actions « grands chauds » et son analyse par l'IRSN

Après l'été 2003, afin de garantir le bon fonctionnement des réacteurs en cas de températures élevées de l'air ou de l'eau, dans le respect des principes de sûreté, EDF a lancé un vaste plan d'actions.

A court terme, des modifications temporaires des RGE ont été proposées annuellement par les centrales et analysées par l'IRSN en prévision des étés 2004 à 2008. Elles portent, d'une part sur les conditions de fonctionnement des systèmes de ventilation, d'autre part sur la surveillance des matériels de la source froide. En complément, EDF a élaboré des règles particulières d'exploitation en période de canicule en renforçant la surveillance des matériels sensibles à la chaleur et en prescrivant des règles de conduite et, si nécessaire, la mise en place de moyens mobiles temporaires de refroidissement.

Pour le plus long terme, EDF a en avril 2006, transmis à l'ASN une démarche de protection des centrales nucléaires contre les risques associés à une canicule. Il s'agit d'un dossier « grands chauds » et de notes d'études destinées entre autres à préciser les méthodes à suivre pour réévaluer les températures maximales de l'air et de l'eau auxquelles les installations devront faire face. Dans ce dossier, EDF affiche l'objectif de construire un référentiel valable pour les trente prochaines années. Pour cela, EDF vise à déterminer des températures « extrêmes » de l'air et de la source froide, en tenant compte des effets du réchauffement climatique au cours de cette période. Ces températures seront ensuite utilisées pour les études de vérification de la tenue et des performances des différents systèmes et des équipements associés.

En 2006 et 2007, l'IRSN a examiné la démarche décrite dans le dossier « grands chauds » pour les réacteurs de 900 MWe qui se sont avérés les plus sensibles aux températures élevées. Après examen, l'IRSN a estimé que la démarche proposée par EDF est globalement satisfaisante. Toutefois, l'analyse du dossier « grands chauds » devait être poursuivie par l'analyse des notes d'études.

Aussi, dans le courant de 2008, une analyse complémentaire a été menée par l'IRSN, d'une part sur la détermination des températures de l'air et de l'eau à retenir pour les différentes centrales du parc nucléaire d'EDF, d'autre part sur les situations de fonctionnement enveloppes retenues par EDF pour mener les études relatives aux centrales du palier 900 MWe.

Après examen, l'IRSN considère que l'application de la démarche retenue conduira à une amélioration de la sûreté des réacteurs lors de températures élevées. L'IRSN a cependant souligné certaines insuffisances du dossier EDF, portant sur l'exhaustivité des situations accidentelles à considérer aux températures élevées et sur la détermination des températures retenues pour mener les études de vérification thermique. Sur ce point, l'IRSN a souligné que les températures « extrêmes » de l'air et de l'eau, déterminée selon la démarche prévue, devront être révisées en cohérence avec les évolutions des connaissances scientifiques, des méthodes et des données disponibles. A ce titre, une veille climatique est mise en œuvre par EDF.

Des actions d'amélioration réalisées et à venir

La mise en œuvre du dossier « grands chauds » implique de réaliser des modifications matérielles et documentaires dans les centrales. D'ores et déjà, les études d'EDF ont conduit à réaliser ou à prévoir la réalisation de modifications telles que par exemple :

- le remplacement des groupes de réfrigération pour augmenter leurs performances,
- l'ajout de climatiseurs,
- l'augmentation des performances des échangeurs thermiques importants pour la sûreté,
- des modifications de certains matériels pour garantir leur tenue à des températures supérieures à celles retenues lors de la conception initiale des centrales.

L'objectif visé par EDF est la mise en place de l'ensemble des modifications sur un premier réacteur de 900 MWe à l'horizon de 2011. Dans l'attente de l'implantation de cet ensemble de modifications « grands chauds », des dispositions transitoires ainsi que certaines modifications sont mises en œuvre à plus court terme. Ces actions permettent d'améliorer la protection des réacteurs du parc en exploitation à l'égard des risques d'une canicule analogue à celle observée en 2003.

A long terme, les modifications associées au nouveau dossier « grands chauds » seront mises en place sur l'ensemble du parc électronucléaire français, pour renforcer la protection des réacteurs du parc en exploitation à l'égard du risque de températures extrêmes, en tenant compte de l'évolution climatique, envisageable à l'horizon 2030.



Groupe de réfrigération



Echangeur thermique eau/eau

LA POLITIQUE DE MAINTENANCE D'EDF

A la demande de l'ASN, L'IRSN a procédé à un examen approfondi de la politique de maintenance d'EDF et de sa mise en œuvre par les centrales afin d'évaluer l'incidence, sur la sûreté des réacteurs, des évolutions d'organisation et de méthodes mises en œuvre par EDF pour optimiser la maintenance. Les conclusions de cet examen ont été présentées au groupe permanent d'experts pour les réacteurs nucléaires lors d'une réunion tenue en mars 2008.

L'IRSN a organisé son évaluation selon deux axes. Le premier axe, essentiellement technique, concernait les méthodes de maintenance, le processus de capitalisation du retour d'expérience et l'analyse du retour d'expérience concernant certains matériels importants pour la sûreté. Le deuxième axe, relatif aux aspects organisationnels et humains, a traité des processus de gestion des compétences, de préparation et de surveillance des opérations de maintenance.

Des méthodes de maintenance qui privilégient la surveillance

L'Optimisation de la Maintenance par la Fiabilité (OMF) est une méthode fondée sur une analyse fonctionnelle qui permet de faire des choix concernant la maintenance des matériels en fonction de la gravité de leurs modes de défaillance pour la sûreté et la disponibilité des réacteurs en exploitation et en fonction du retour d'expérience.

La maintenance conditionnelle permet de limiter les opérations lourdes de maintenance intrusives en les subordonnant à une évolution anormale des valeurs de certains paramètres de fonctionnement ou au constat d'une dégradation.

La maintenance par matériels témoins permet de limiter les opérations lourdes de maintenance intrusives à certains matériels d'une même famille technologique dont l'état de santé est réputé représentatif de celui de la famille.

EDF a développé plusieurs méthodes de maintenance (OMF, maintenance conditionnelle, maintenance par matériels témoins) en vue d'optimiser les activités correspondantes. Il s'agit pour EDF de faire une maintenance efficace au plan de la sûreté en limitant les interventions de maintenance coûteuses, y compris en termes radiologiques.

L'IRSN a examiné ces méthodes afin de déterminer si les évolutions de maintenance qui pourraient en découler ne risquent pas de conduire à une dégradation de la sûreté des installations.

Au terme de son analyse, l'IRSN estime que les méthodes précitées, qui privilégient la surveillance des matériels aux opérations de maintenance intrusives

présentent de l'intérêt. Il estime en particulier que l'application de ces méthodes devraient permettre, dans certains cas de limiter les dégradations de matériels qui pourraient résulter des démontages et de limiter les doses de rayonnement reçues par les intervenants lors de ces opérations. Par contre, ces méthodes induisent un risque nouveau qui est celui de ne pas détecter des défauts non prévisibles qui auraient pu être découverts par des examens plus approfondis lors des démontages de matériels. Dans ces conditions, pour les matériels importants pour la sûreté faisant l'objet d'une telle maintenance, l'IRSN estime donc indispensable le maintien de visites complètes, à une périodicité adaptée ; EDF en a accepté ce principe.

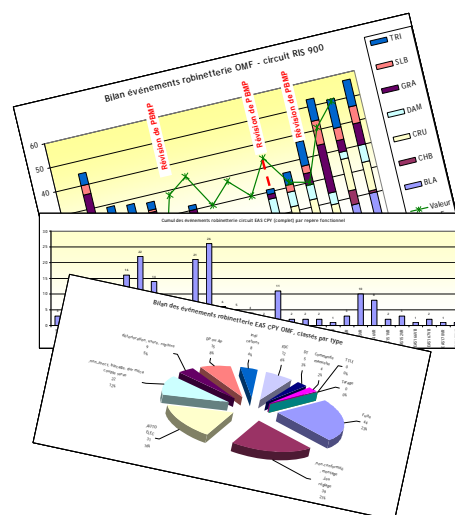
Un processus de capitalisation du retour d'expérience à compléter

Les effets d'une évolution des pratiques de maintenance sur la fiabilité des équipements ne sont pas immédiats. Ils n'apparaissent généralement que quelques années plus tard, d'où la nécessité d'effectuer une analyse fine du comportement des matériels sur la durée. Bien qu'EDF utilise des outils visant à capitaliser le retour d'expérience, l'IRSN n'est pas en mesure de confirmer que leur efficacité est suffisante pour détecter des signaux faibles précurseurs de défaillances. En effet, tant au plan local qu'au plan national, EDF n'a pas mis en place d'outil spécifique permettant d'évaluer l'adéquation des opérations de maintenance réalisées. Les indicateurs généralement utilisés (nombre d'évènements ou nombre d'indisponibilités de matériels importants pour la sûreté...) n'apportent pas suffisamment d'informations pour pouvoir être exploités en termes de maintenance. L'IRSN a donc estimé indispensable qu'EDF complète son processus actuel par un ensemble d'indicateurs permettant d'évaluer périodiquement l'efficacité de la maintenance.

Des programmes de maintenance qui peuvent être améliorés

L'IRSN a spécifiquement analysé le retour d'expérience pour un ensemble d'échantillons de matériels faisant l'objet de différentes méthodes de maintenance (OMF ou non, maintenance conditionnelle, maintenance par matériels témoins). L'IRSN a examiné plus de 20 000 évènements parmi ceux enregistrés dans la base de données du Système EDF d'Analyse Par l'Historisation pour le Retour d'expérience (SAPHIR). Les questions résultant des observations et des analyses de l'IRSN ont conduit EDF à améliorer dans certains cas les programmes de maintenance, par exemple en augmentant la fréquence de certaines visites périodiques.

En complément des évolutions des méthodes, la nouvelle politique de maintenance d'EDF nécessite des modifications de l'organisation du travail. Ceci a conduit l'IRSN à examiner le maintien des compétences de maintenance ainsi que les modalités de contrôle et de surveillance de la qualité des opérations correspondantes.



Un dispositif de gestion des compétences globalement robuste

EDF a fait évoluer sa politique industrielle d'achat (en termes de matériels et de prestations) afin de bénéficier d'un « effet de volume » et de contribuer au maintien des compétences des prestataires. Cette politique conduit à de nouvelles relations entre EDF et ses prestataires et à une transformation des métiers de la maintenance. Pour accompagner ces changements, EDF comme ses sous-traitants ont dû faire évoluer la gestion de leurs compétences. En 2008, l'IRSN a examiné le dispositif de gestion des compétences en cours de déploiement dans les services de maintenance des centrales d'EDF. Ce dispositif comprend un ensemble d'outils comme « les prospectives métiers » et « les cartographies de compétences ». Les dispositions prises par EDF apparaissent globalement robustes ; elles permettent à chaque centrale d'identifier, par domaine d'activité, les compétences disponibles mais également de prévoir des plans de professionnalisation et de recrutement. EDF développe également des démarches permettant l'évaluation des compétences des entreprises prestataires en préalable aux passations de marché et à l'issue des prestations. Parallèlement, EDF met en place des partenariats avec les entreprises prestataires afin de mieux structurer les parcours de formation de leur personnel. L'IRSN estime que

dans leur principe ces initiatives sont positives, mais qu'une évaluation de leurs effets sur les systèmes de gestion des compétences mis en place par les entreprises prestataires doit être menée sur le terrain. Les inspections conduites par l'ASN dans ces entreprises permettront d'apprécier la situation à moyen terme de l'externalisation des activités de maintenance.

Les métiers de la préparation en pleine évolution



Intervention de maintenance sur un groupe électrogène à moteur diesel

Dans le contexte du recours à la sous-traitance, la préparation des interventions de maintenance est un élément clé de la sûreté, et notamment lors des arrêts pour maintenance des réacteurs. La préparation permet également d'établir les bases du programme de surveillance à mettre en œuvre en phase de réalisation. Or, les évolutions de la politique de maintenance d'EDF s'accompagnent d'une mutation des métiers de la préparation qui se traduit entre autres par un élargissement des compétences mises en œuvre. Ainsi, au-delà des tâches techniques traditionnelles, les préparateurs assurent désormais aussi des missions relevant de la gestion de projet (coordination de travaux, négociation avec les prestataires etc.). Pour l'IRSN, EDF doit veiller à ce que, malgré les contraintes nouvelles auxquelles sont soumises les activités des préparateurs, ceux-ci puissent exercer sereinement les tâches nécessitant réflexion et allier un travail de fond aux sollicitations en temps réel dont ils font l'objet.

Des ressources à la hauteur des ambitions en matière de surveillance ?

La surveillance des opérations de maintenance sous-traitées, dont la majeure partie est réalisée sur le terrain, contribue à prévenir et détecter des écarts des prestataires. Toutefois, l'examen réalisé en 2008 par l'IRSN dans plusieurs centrales, a montré qu'EDF éprouve certaines difficultés à justifier que les effectifs affectés à la surveillance sont suffisants pour réaliser les actions prévues. EDF a ainsi été amené à préciser l'organisation mise en place pour assurer la compatibilité entre les ressources affectées à la surveillance et le contenu technique des programmes de surveillance.

Le management de la sûreté dans un contexte de compétitivité

Au cours des dernières années, le marché de l'électricité s'est progressivement ouvert à la concurrence. En prenant le statut de « société anonyme » et en devenant un acteur industriel dans un marché concurrentiel, EDF se trouve désormais davantage confronté à la question de sa compétitivité. Optimiser les coûts de production sans compromettre la sûreté des installations est un objectif affiché d'EDF.

La recherche de la compétitivité rend nécessaire le renforcement du management de la sûreté

Manager la sûreté c'est mettre en place et faire vivre dans le temps les dispositions techniques, organisationnelles et humaines qui permettent une maîtrise satisfaisante des risques.

L'accroissement des pressions liées à la production est une des manifestations associées à la recherche de la recherche de compétitivité. S'il n'est pas contrebalancé par des dispositions managériales et organisationnelles dédiées au maintien d'un haut niveau de sûreté, il peut conduire à des dérives propres à favoriser l'occurrence d'un accident. La pression liée à la production a été un des facteurs à l'origine de L'accident de criticité de l'usine de Tokai Mura (Japon - 1999), de la collision ferroviaire de Paddington (Grande Bretagne - 1999), de la corrosion du couvercle de cuve à la centrale nucléaire de Davis Besse (États-Unis - 2002) ou de l'explosion en vol de la navette Columbia (États-Unis - 2003)

Toutefois, l'évocation de ces accidents ne doit pas laisser penser qu'il existe une relation systématique et déterministe entre la recherche de la compétitivité et une « catastrophe ». Si la recherche de la compétitivité complique de manière certaine et évidente le management de la sûreté, elle ne le rend pourtant pas impossible.

Le système de management de la sûreté et les leviers de compétitivité mis en œuvre par EDF

EDF a fait évoluer progressivement son système de management de la sûreté du parc nucléaire. Initialement tourné vers des dispositions relevant des démarches « d'assurance de la qualité », EDF a ensuite développé des « outils organisationnels » destinés à l'identification et à la gestion des risques, puis a complété son dispositif en mettant en œuvre les principes du « management par la qualité ». Renforçant les liens entre management de la sûreté et facteurs humains, EDF déploie depuis fin 2006 sur l'ensemble de ses sites des pratiques de « performance humaine » dont les effets sont, en 2008, encore difficilement appréciables. Ces pratiques comprennent deux volets centrés respectivement sur les intervenants de premier niveau et sur leurs managers ; elles visent :

- la fiabilisation des interventions par la mise en œuvre de pratiques « standards » telles que le *pré-job briefing*, la *minute d'arrêt*, le recours à un contrôle spécifique (*autocontrôle ou contrôle croisé*), la *communication sécurisée*, le *débriefing*,

- L'amélioration de la connaissance des conditions réelles d'intervention par un renforcement de la présence des managers sur le terrain.

En complément, différents projets ont été lancés par EDF au cours des 10 dernières années en vue de renforcer certains axes du management de la sûreté ; notamment des projets relatifs à la gestion des compétences, au suivi des prestataires, à la maîtrise des risques d'incendie ou à la diminution du nombre d'arrêts automatiques intempestifs des réacteurs.

Parallèlement des mesures destinées à augmenter la compétitivité ont été mises en place par EDF. Les principales concernent l'optimisation des programmes de maintenance et la réduction des opérations de maintenance, la réduction des durées des arrêts périodiques des réacteurs, l'allongement des cycles permettant la diminution de la fréquence de rechargement du combustible, la rationalisation des politiques d'achat de prestations et des pratiques de contractualisation, les démarches d'optimisation des coûts et des effectifs.

A la demande de l'ASN, l'IRSN a évalué le système de management de la sûreté d'EDF entre octobre 2006 et octobre 2007. Cette évaluation a essentiellement reposé sur des entretiens avec des salariés d'EDF et des observations de situations de travail (près de 150 entretiens et environ 70 demi-journées d'observation dans les entités nationales ainsi que dans 10 centrales).

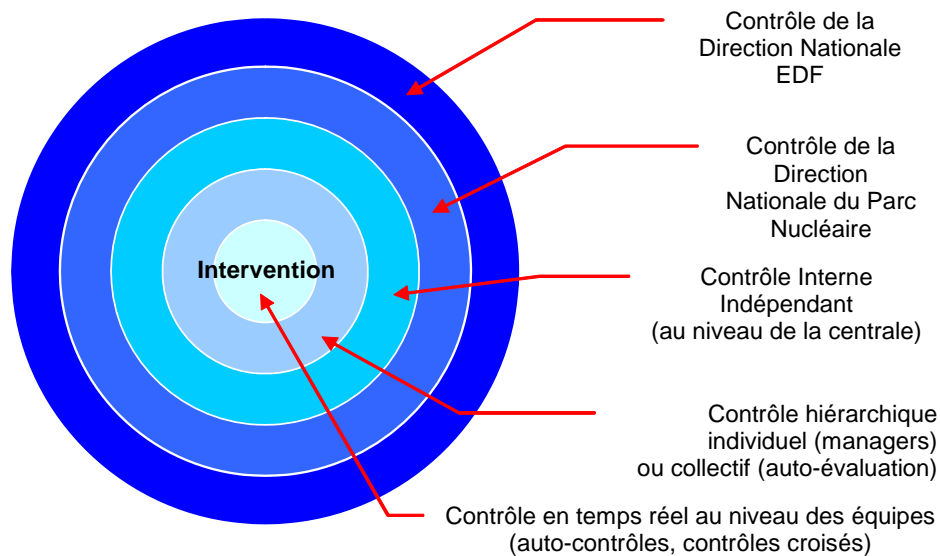
Le 24 avril 2008, l'IRSN a présenté ses conclusions au groupe permanent d'experts pour les réacteurs nucléaires. L'évaluation réalisée par l'IRSN a permis de mettre en évidence plusieurs points forts du management de la sûreté mis en place par EDF, mais aussi plusieurs points qui nécessitent vigilance.

Les atouts du système de management de la sûreté d'EDF

Le premier constat fait par l'IRSN est la réelle dynamique développée par EDF autour des questions de sûreté, tant au niveau national qu'au sein des centrales nucléaires. La sûreté est encadrée, pilotée, contrôlée, mesurée, placée au cœur des performances du parc, et ce dans différentes instances, à différents niveaux hiérarchiques et au plus près du terrain, par des dispositifs formels ou informels. La dynamique managériale créatrice de ce « mouvement autour de la sûreté » contribue à l'entretien et au développement de la « *culture de sûreté* ».

Un autre point fort réside dans l'engagement personnel et collectif du personnel EDF sur les questions touchant à la sûreté. Au-delà des dispositifs techniques ou organisationnels mis en place comme lignes de défense, la maîtrise de la sûreté du parc nucléaire français passe *in fine* par les hommes et les femmes, salariés d'EDF ou prestataires, qui interviennent quotidiennement dans les installations. Malgré l'expression de difficultés, de préoccupations, voire d'inquiétudes ou de lassitude, aucun des propos recueillis par l'IRSN au cours de son évaluation ne révèle de l'indifférence à l'égard des questions de sûreté. Tous se sentent au moins concernés par la sûreté, la plupart sont impliqués à des degrés divers dans son management.

Par ailleurs, le système de contrôle est un maillon important du management de la sûreté. La structure « multicouches » du système de contrôle développé par EDF permet à ce système de jouer son rôle dans la détection des fragilités organisationnelles de l'exploitation des installations.



Le système de contrôles multicouches mis en place par EDF

L'analyse réalisée par l'IRSN montre également les capacités d'EDF à s'organiser en « mode projet ». Ainsi, s'agissant de la gestion des arrêts des réacteurs pour les opérations de maintenance et de rechargement de combustible ou de l'organisation de l'appui technique national pour résoudre des problèmes techniques, le fonctionnement en « mode projet » agit comme un outil de « décloisonnement » d'une grande efficacité et permet de planifier et d'optimiser le travail dans les installations.

Enfin, la multiplicité des regards, amenant une diversité de points de vue dans les processus de décision, est un facteur de performance des organisations de haute fiabilité. Les observations de l'IRSN mettent en évidence des situations dans lesquelles la multiplicité des regards est institutionnalisée et planifiée (réunions formelles rythmant l'arrêt de tranche, par exemple) ou s'organise en temps réel en tant que de besoin. Cette caractéristique du fonctionnement des organisations d'EDF favorise la prise de recul permettant aux individus de s'abstraire des pressions du terrain dans lesquelles ils sont la plupart du temps plongés.

Des sujets nécessitent de la vigilance dans les années à venir

L'évaluation de l'IRSN a également mis en évidence certaines vulnérabilités qui devront faire l'objet d'une attention particulière dans les années à venir.

La première de ces vulnérabilités est la complexité des règles auxquelles sont subordonnées les activités des intervenants dans les installations. La question des règles et des prescriptions techniques ou organisationnelles est apparue de manière récurrente, et souvent ressentie comme facteur de difficultés, lors des différentes observations réalisées par l'IRSN dans les centrales EDF. Les règles ont été conçues pour encadrer et faciliter l'exploitation d'un système technique complexe, mais leur sens est parfois perdu et elles sont actuellement sujettes à des interprétations ou à des dérives bureaucratiques lors de leur utilisation. Elles sont difficilement maîtrisables dans leur ensemble et consommatrices de ressources pour leur mise à jour. La multiplication des contraintes et la recherche de performance toujours accrues conduisent à préciser de plus en plus finement les limites de ce qui est autorisé et de ce qui est interdit. L'ensemble des règles applicables au sein d'une centrale nucléaire constitue un système tentaculaire qui assure de plus en plus difficilement sa fonction première de ligne de défense.

La dynamique managériale mentionné plus haut a cependant pour conséquence négative de multiplier les démarches, les dispositifs, les actions et les projets ; et d'induire un effet d'accumulation pour les salariés. Bien que difficile à caractériser, cet effet d'empilement cristallise nombre de frustrations sur le terrain (« *je n'ai plus le temps de faire mon métier...* »). De plus, le déploiement de ces démarches n'est que trop rarement précédé d'une analyse préalable des conséquences induites alors que certaines d'entre elles ont un impact non négligeable sur l'organisation en place (gestion des pièces de rechange, démarches d'optimisation des coûts et des effectifs). Leur accompagnement n'est pas toujours optimal et la charge de travail liée à leur mise en place n'est pas toujours anticipée. Les causes des difficultés rencontrées au cours de cette mise en place ne sont pas suffisamment prises en compte.

Aussi, le retour d'expérience (REX) « organisationnel » (traitement des dysfonctionnements ou écarts organisationnels) apparaît problématique. C'est le cas notamment lors des arrêts périodiques des réacteurs pendant lesquels la constitution du REX organisationnel « au fil de l'eau » semble mal s'accommoder de la multiplicité des activités. Certains dispositifs dédiés à l'analyse *a posteriori* de décisions délicates ont du mal à produire les résultats escomptés. Par ailleurs, le personnel des centrales a parfois fait état de difficultés pour tenir compte des enseignements du retour d'expérience, compte tenu du fait que les destinataires de ces enseignements ne sont pas toujours bien identifiés.

Concernant le contrôle hiérarchique et le contrôle exercé par « la filière indépendante de sûreté » au sein des centrales nucléaires, il existe aussi des difficultés de positionnement des acteurs qui semblent bien identifiées et prises en compte par EDF. Par ailleurs, l'analyse de l'IRSN caractérise clairement des possibilités de défaillances des contrôles internes. La légitimité d'action des services sûreté/qualité associée aux orientations fixées par la direction de la centrale, la capacité collective d'auto-interrogation et de traitement des alertes, la compétence des intervenants en matière d'analyse de sûreté, apparaissent comme des points de vulnérabilité. Les actions engagées au niveau national sur ces sujets témoignent de la prise de conscience de ces fragilités. L'efficacité de ces actions, trop récentes pour avoir été analysées, fera l'objet d'une attention particulière de l'IRSN dans les années à venir.

Un besoin de « respiration »

L'amélioration continue recherchée ne doit pas induire un « mouvement perpétuel ». Celui-ci peut en effet être déstabilisant pour les acteurs du terrain qui sont loin des décisions à l'origine de ce mouvement et qui ont peu d'éléments pour en comprendre les tenants et les aboutissants. Pour l'IRSN, le renforcement de la robustesse du système de management de la sûreté d'EDF nécessite l'introduction de « temps de respiration » ; ceux-ci devraient être mis à profit pour renforcer les lignes de défense organisationnelles qui auraient été affaiblies et clarifier la manière dont les exigences de sûreté et de compétitivité doivent être conjointement gérées. La force du système de management de la sûreté d'EDF est qu'il est porté, sur le terrain, par des hommes et des femmes qui sont capables de comprendre, d'innover, voire de s'opposer à certaines décisions. Pour l'IRSN, cette force doit être entretenue.

Modifications des logiciels du système de protection du réacteur

Les changements de gestion du combustible et les évolutions destinées à améliorer la sûreté nécessitent des modifications des logiciels du système de protection du réacteur. Comme toute modification d'un matériel ou d'un logiciel participant à une fonction de sûreté, ces modifications font l'objet d'une autorisation par l'Autorité de Sûreté Nucléaire. Compte tenu du nombre important de celles-ci et de leur complexité, l'IRSN a développé une méthode d'évaluation des logiciels de sûreté critiques « temps réels » (à temps de réponse garanti), utilisant directement les résultats qu'il a acquis par ses propres recherches et développements.

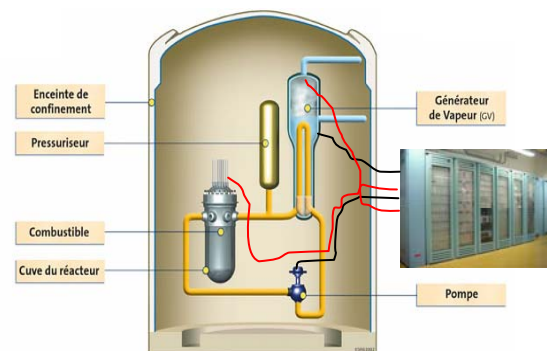
Rôle du système de protection du réacteur

En cas de détection d'un évènement anormal, tel qu'une augmentation excessive de la température du réacteur, les systèmes de protection et de sauvegarde activent des dispositifs de pilotage automatique afin de maintenir l'installation dans un état sûr en évitant aux opérateurs de devoir agir sans temps de réflexion.

Pour les réacteurs français à eau sous pression de 1300 MWe et de 1450 MWe, les fonctions de protection et de sauvegarde sont assurées par le Système de Protection Intégré Numérique (SPIN). Ce dispositif comporte 3 étages (voir le schéma ci-contre)

Le SPIN des réacteurs de 1300 MWe contient des logiciels dans les étages 2 et 3 et celui du 1450 MWe dans les 3 étages.

La logique d'un système de protection est en fait constituée de nombreux logiciels implantés sur des cartes électroniques ayant chacune un rôle bien défini. Certains surveillent les paramètres du réacteur, comme par exemple la température, la pression ou le niveau de flux neutronique, d'autres réalisent des échanges de données sur les réseaux reliant les cartes entre elles. Le système de protection des réacteurs de 1300 MWe comporte une quarantaine de cartes et celui des réacteurs plus récents de 1450 MWe, environ une centaine.



Les 3 étages du Système de Protection Intégré Numérique équipent les réacteurs de 1300 MWe (SPIN 1300) et les réacteurs 1450 MWe (SPIN N4). Plusieurs centaines de capteurs et d'actionneurs sont reliés au SPIN.

- Le premier étage collecte les informations fournies par les capteurs de mesure (pression, température...); il est alimenté par des fils noirs sur le schéma
- Le deuxième calcule et compare les résultats aux limites de fonctionnement prévues
- Le troisième gère les résultats de ces comparaisons et décide s'il y a lieu d'arrêter le réacteur et/ou d'activer des systèmes de sauvegarde; il transmet les ordres par des fils rouges sur le schéma

EDF modifie les logiciels de ses systèmes de protection

En 2008, l'IRSN a terminé l'analyse de sûreté concernant quatre modifications qui seront implantées par EDF dans les prochaines années. Ces modifications portent sur les logiciels des systèmes de protection des réacteurs de 1300 MWe et de 1450 MWe ainsi que sur le logiciel d'un système chargé de surveiller la marge par rapport au risque d'ébullition dans la cuve des réacteurs de 900 MWe et de 1450 MWe en situation post-accidentelle.

1/ Modification d'une documentation volumineuse

La documentation du logiciel d'un système de protection comporte plusieurs centaines de documents relatifs à :

- la spécification (que veut-on faire ?),
- la conception (comment le faire ?),
- les tests (est-ce que cela marche ?).

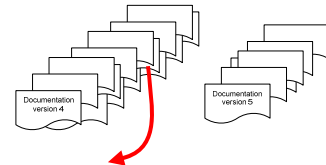
Pour le cas de la modification du SPIN 1300, l'IRSN a examiné environ 70 documents soit 4 000 pages spécifiques au logiciel.

2/ Modification de nombreux fichiers informatiques

Le logiciel proprement dit est constitué de fichiers contenant les programmes sources écrits dans un langage informatique. Parmi le millier de fichiers du logiciel du système de protection des réacteurs de 1300 MWe, 300 ont été modifiés par l'exploitant et ces modifications ont été analysées par l'IRSN. Les fichiers sont plus nombreux pour les réacteurs 1450 MWe.

3/ Modification des tests

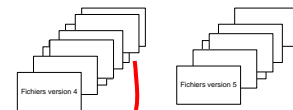
Si quelques tests peuvent être suffisants pour vérifier la qualité d'une modification mineure, une campagne de plusieurs centaines de tests, nécessairement réalisée par le concepteur, est souvent nécessaire dans le cas d'une évolution significative du logiciel. Cette campagne de tests est un élément important de l'analyse de sûreté et se décline suivant « une stratégie de test ». Les tests couvrent tous les niveaux du développement, des tests unitaires de chaque fonction aux essais de l'installation complète. Ces derniers doivent vérifier que les modifications sont bien réalisées et que les parties non modifiées fonctionnent toujours correctement.



2.2.3.3. Modification du logiciel de l'UF5

- Prise en compte du traitement d'une nouvelle carte 32 E.TOR ;
- Prise en compte des nouvelles entrées TOR : Signal TBPP (et son complément) sur la carte 32 E.TOR ajoutée ;
- Ajout d'un filtre Avance/Retard (avec constante T1 et T2) sur la mesure de Pression Enceinte en amont du seuil MAX2 ;

Extrait de la spécification du logiciel dénommé UF5 des réacteurs de 1300 MWe: la mesure de la pression dans l'enceinte est désormais filtrée



```

01 * COMPARAISON DE LA PRESSION LUE SUR LA TABLE TORR AVEC LA VALEUR DU SEUIL MAJ
02 * SUR LA SON LA MEMOIRE PARAMETRE ET ECRITURE DU RESULTAT DE LA COMPARAISON EN
03 * MP4
04 *
05 * VERIFIE SEUIL_PEN
06 *
07 ***** MODIFICATION L.14 *****
08 *
09 * LA FONCTION DE FILTRAGE DE LA PRESSION ENCEINTE EST REALISEE DANS LE MODULE FONC5
10 * ELLE INCLUT PAR CONCEPTION L'ECRITURE DE LA VALEUR FILTREE DANS LA TABLE TAORR ET LA MP4
11 *
12 * COMPARAISON DE LA PRESSION ENCEINTE APRES FILTRAGE LUC DANS LA TABLE TAORR
13 * AVEC LA VALEUR DU SEUIL MAJ2 SE LU SUR LA MEMOIRE PARAMETRE
14 * ET ECRITURE DU RESULTAT DE LA COMPARAISON EN MP42
15 *
16 * VERIFIE SEUIL_PENS
17 *
18 ***** FIN MODIF L.14 *****

```

Extrait du fichier PENC5.SPN chargé de traiter la pression dansenceinte: l'ancienne mesure de la pression de l'enceinte PEN (lignes en rouge) est remplacée par PENS filtrée (lignes en jaune)

Test: UF5_GEN_FILT_NUM « Résolution et implémentation du filtre numérique »		
Environnement de test: ENV_TV1_NUM_02: TESTEUR + LOG_REPRO + OBS_INT + TRC_EXE		
Référence IAF_UF51_54.2.512		
N°	Procédure de test	Résultat attendu
<i> Filtrage des données analogiques</i>		
3	Ouvrir le fichier UF5_GEN_FILT_NUM.log	Vérifier que le compte-rendu est correct (toutes les étapes du test définies ont été exécutées sans erreur)
4	Ouvrir le fichier UF5_GEN_FILT_NUM_1C.TRC	Les valeurs lues aux adresses des données filtrées sont conformes à celles attendues PENS = (0x013F 0x013E) (Poids Fort faible)

Extrait des tests réalisés sur le logiciel UF5: vérification de la nouvelle mesure de pression filtrée dans l'enceinte PENS

Implantation d'un composant mémoire modifié.

Les programmes sources comportent de nombreuses lignes de programme, de 40 000 pour les premières installations informatisées à 400 000 pour les dernières. Ces programmes sources sont transformés pour pouvoir être lus par le calculateur (programmes exécutables) ; pour cela, ils sont écrits sous la forme d'une succession de 1 et de 0 et stockés dans des mémoires. La modification du logiciel dans l'installation correspond au remplacement de mémoires. En 2009, 80 % des logiciels du système de protection des réacteurs de 1300 MWe seront modifiés.

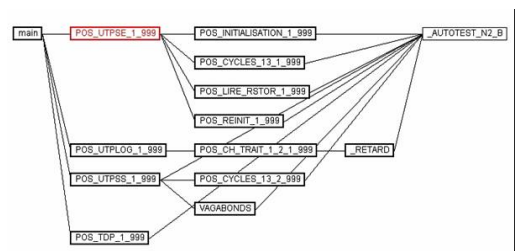
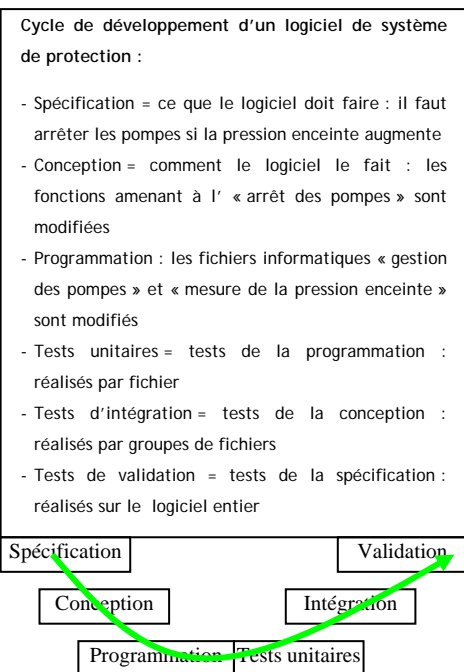
Démarche d'analyse de l'IRSN

Le développement de logiciels (dits critiques) dans le nucléaire doit respecter entre autres les exigences de la Règle Fondamentale de Sécurité (RFS) relative aux logiciels ainsi que les normes internationales de la Commission Électrotechnique Internationale (CEI). L'IRSN participe aux travaux qui conduisent à l'établissement de telles règles et normes.

L'évaluation d'un logiciel par l'IRSN comporte l'examen de documents, en commençant par le Plan Qualité et l'analyse d'impact qui permettent de suivre le processus de développement, puis l'examen du programme source et de programmes exécutables (fichiers informatiques) et, enfin la réalisation de tests. L'IRSN met en œuvre une démarche fondée sur un ensemble de moyens et de méthodes lui permettant de réaliser une revue de ces trois aspects, en sélectionnant les sujets pour lesquels les modifications ont des conséquences significatives pour la sûreté (analyse dite par « échantillonnage »).

1 : L'IRSN examine d'abord l'ensemble des documents pour comprendre comment fonctionne l'organisation mise en place pour réaliser la modification. Il en examine la complétude (c'est-à-dire sa capacité de couvrir tous les aspects et toutes les phases de la modification), la cohérence et évalue les méthodes employées (par exemple : l'indépendance des équipes de développement et de vérification). L'IRSN s'assure que la documentation décrit sans ambiguïté ce que devra faire le logiciel (analyse des spécifications) et comment il le fera (analyse de la conception). L'IRSN examine comment les documents de chaque étape (voir le schéma ci-contre) sont impactés, chaque point de modification doit se décliner de la spécification aux tests de validation.

Implantation d'un composant mémoire



Extrait du graphe d'appel des fonctions du SPIN N4 obtenu au moyen de l'outil QAC

La fonction modifiée (en rouge) appelle 4 fonctions qui doivent toujours fonctionner correctement après la modification.

L'analyse statique réalisée ici exploite le contenu des fichiers

2 : L'IRSN examine les programmes sources. Il s'agit ici de vérifier la bonne « fabrication » du logiciel : application de règles de programmation jugées pertinentes, utilisation adéquate des données traitées, pertinence des commentaires traçant les modifications dans les fichiers. L'IRSN vérifie que la programmation est cohérente avec les documents de spécification et de conception (noms des données et des fonctions, calculs...). A cet effet, l'IRSN utilise des outils informatiques qu'il a développés en collaboration avec des services spécialisés du Commissariat à l'Energie Atomique.

3 : Le dernier examen de l'IRSN porte sur les tests et leur « couverture » (testent-ils toutes les modifications ?). Le fonctionnement du logiciel est-il bien celui attendu ? L'IRSN vérifie que les informations générées par le logiciel présentent un état déterminé y compris pour tout évènement susceptible de survenir (panne, valeur de mesure aberrante ou dégradée ...). L'IRSN examine également le rôle et la qualité des outils matériels et informatiques utilisés par les équipes de développement et de test.

Définitions et abréviations

ASN : Autorité de sûreté nucléaire.

BAN : Bâtiment des auxiliaires nucléaires

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

Bore : Le bore est un élément chimique de symbole B et de numéro atomique 5. Il a la propriété d'absorber les neutrons, ce qui permet la maîtrise de la réaction en chaîne.

ASG : Système de secours de l'alimentation 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 (ARE), assure l'alimentation en eau de ceux-ci, permettant ainsi l'évacuation de la puissance résiduelle.

différence axiale de puissance : Différence entre la puissance dans le haut du cœur et la puissance dans le bas du cœur rapportée à la puissance moyenne du cœur

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 à but médiatique.

MWe : Le mégawatt électrique est l'unité utilisée pour 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 produisant un nombre de neutrons supérieur ou égal à 1, qui à leur tour causent d'autres fissions.

REP : Réacteur à eau sous pression.

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

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 d'équivalent de dose (ou 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 traversé.

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

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

TEG : Système de traitement des effluents gazeux ; il recueille les effluents gazeux provenant du circuit primaire.

VD3 : 3ème visite décennale d'un réacteur nucléaire.

Crédit photo

Page 4 : photo EDF - médiathèque 2008

Pages 26 et 27 : 2 photos EDF-CNPE de Fessenheim

Pages 37, 38, 39 : 5 photos, EDF-CNPE de Flamanville

Pages 44 et 46 : 2 photos AREVA

Pages 45 et 46 : 2 photos EDF

Page 52 : Photo EDF-CNPE Cruas-Meysse

Page 57 : 2 photos EDF

Page 60 : photo EDF

page 2, 5, 7, 9, 11, 14, 15, 19, 22, 25, 30, 31, 34, 42, 49, 52, 59, 63, 65, 66 : illustration IRSN