

IRSN

INSTITUT
DE RADIOPROTECTION
ET DE SÛRETÉ NUCLÉAIRE

Faire avancer la sûreté nucléaire

LE POINT DE VUE DE L'IRSN SUR LA SURETE ET LA RADIOPROTECTION DU PARC ELECTRONUCLEAIRE FRANÇAIS EN 2011

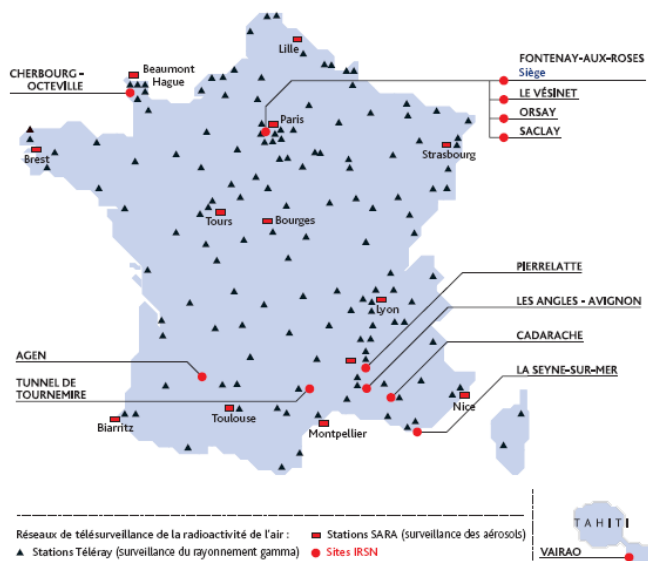
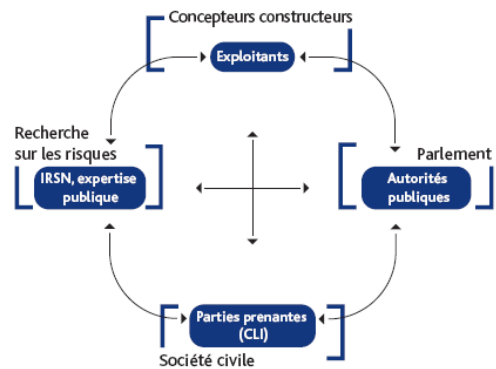
RAPPORT IRSN/DG/2013-00001

Faire avancer la sécurité nucléaire en France et dans le monde

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

ORGANISME FRANÇAIS DE SÛRETÉ, SÉCURITÉ ET RADIOPROTECTION NUCLÉAIRES

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



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

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

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

AVANT PROPOS

En matière de sûreté nucléaire, comme dans bien d'autres domaines faisant appel à des technologies complexes, le diable est souvent dans les détails, et un accident sérieux peut résulter d'un enchaînement malheureux d'évènements sans gravité particulière pris individuellement. Ces technologies sont par nature faillibles, et elles peuvent aussi être affectées par des perturbations venues de leur environnement. La sûreté des installations repose donc sur l'anticipation correcte des dispositions nécessaires pour faire en sorte que ces défaillances ou agressions externes restent sans conséquence majeure. Dispositions dont l'efficacité repose essentiellement sur la disponibilité effective des équipements importants pour la sûreté redondants ou de secours, sur la qualité des procédures de conduite, automatiques ou manuelles, et sur la compétence et l'entraînement des opérateurs.

La qualité de la maintenance, l'exhaustivité des études des nombreux scénarios possibles d'incidents et de traitement de leurs conséquences possibles, l'appréciation correcte des incertitudes et des marges disponibles, la recherche systématique des enseignements à tirer des incidents, même mineurs, qui surviennent réellement dans les centrales nucléaires et de leur gestion par les opérateurs, sont donc des paramètres essentiels pour la sûreté. Ces différents éléments font en permanence l'objet d'évaluations approfondies tant par EDF que par l'IRSN, qui y consacre des moyens importants en réalisant des études et analyses critiques indépendantes de celles de l'exploitant.

Il est également très important, de mon point de vue, que les principaux résultats de ce travail minutieux des ingénieurs et experts en sûreté soient connus, et reconnus pour leur contribution significative au progrès permanent de la sûreté et de la protection des opérateurs vis-à-vis de l'exposition aux rayonnements ionisants. Il en va de la capacité de la société à exercer sa vigilance au regard du maintien de conditions satisfaisantes de sûreté.

C'est pourquoi l'IRSN publie chaque année un rapport offrant, sur la base de l'appréciation indépendante de l'institut, une vision d'ensemble des avancées et difficultés rencontrées en matière de sûreté et de radioprotection sur l'ensemble du parc des réacteurs électronucléaires français. Ce rapport est publié avec le temps de recul nécessaire à l'appréhension des leçons tirées des évènements et des études réalisées, et celui-ci porte donc sur l'année 2011. L'accident de Fukushima, survenu en mars 2011, a généré une très forte focalisation des spécialistes de sûreté tant chez EDF qu'à l'IRSN et à l'ASN sur les enjeux de sûreté associés aux situations extrêmes que peuvent rencontrer des installations nucléaires; il n'a cependant pas détourné, bien au contraire, l'attention portée par l'IRSN à l'ensemble des actions de toute nature qui se conjuguent au quotidien pour assurer les meilleurs résultats possibles en matière de sûreté et de radioprotection.

Je vous souhaite une agréable lecture de ce rapport.

Jacques REPUSSARD

Directeur Général de l'IRSN

SOMMAIRE

AVANT PROPOS	2
SOMMAIRE.....	3
INTRODUCTION ET SYNTHÈSE.....	4
EVALUATION GLOBALE DE LA SÛRETÉ ET DE LA RADIOPROTECTION DU PARC EN EXPLOITATION.....	6
La sûreté de l'exploitation en 2011 : les tendances	7
La radioprotection en exploitation : les tendances.....	17
EVENEMENTS, INCIDENTS, ANOMALIES	26
Anomalies d'études dans la démonstration de sûreté	27
Déséquilibre de débit entre lignes d'injection de sécurité des réacteurs de 900 MWe.....	33
Défauts dans une pénétration du fond de cuve du réacteur n° 1 de la centrale de Gravelines ..	36
Anomalies concernant des supports de tuyauteries.....	41
Incident survenu le 4 mai 2011 au réacteur n° 1 de la centrale nucléaire du Tricastin	45
Défaillances d'origine humaine ou organisationnelle dans la surveillance des réacteurs.....	49
EVOLUTIONS SIGNIFICATIVES.....	53
La démarche d'EDF pour une amélioration continue de la sûreté	54
Maîtrise des effets du vieillissement des réacteurs.....	58
Température ambiante élevée pour les pompes d'injection de sécurité	64
Les cœurs mixtes.....	67
Nouveaux obturateurs pour intervenir dans les boîtes à eau des générateurs de vapeur.....	72
Risque de boilovert au voisinage de la centrale de Gravelines	77
DEFINITIONS ET ABREVIATIONS.....	81

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

INTRODUCTION ET SYNTHÈSE

L'accident survenu à la centrale japonaise de Fukushima Daiichi est à l'évidence, l'événement qui aura marqué l'année 2011. Cet accident n'a pas eu de conséquence directe sur l'exploitation des réacteurs du parc national d'EDF ; par contre il a conduit à s'interroger sur la robustesse des réacteurs et des organisations face à des situations extrêmes non prises en compte dans le dimensionnement des installations. Sans attendre que soient tirés tous les enseignements de cet accident, ce qui demandera plusieurs années, des actions ont été engagées dès avril 2011, selon des directives fixées par le gouvernement. Dans ce cadre, l'ASN a demandé aux exploitants nucléaires français de réaliser des évaluations complémentaires de sûreté (ECS) de leurs installations. Les ECS visent à prendre en compte les premiers enseignements des événements survenus à la centrale de Fukushima Daiichi, en évaluant la résistance des installations nucléaires françaises à des scénarios extrêmes. L'analyse par l'IRSN des ECS réalisées par les exploitants a fait l'objet d'un [rapport](#) diffusé en novembre 2011. Les ECS ont conduit à définir une démarche innovante, découplée de la démarche de sûreté habituelle (réexamens de sûreté) ; elles visent à compléter les dispositions de sûreté existantes en vue de conférer aux installations une meilleure robustesse face à des situations non considérées jusqu'à présent dans les référentiels de sûreté. EDF a transmis en juin 2012 un dossier d'études proposant les dispositions qu'il envisage de prendre, qualifiées de « noyau dur ». L'avis de l'IRSN sur les propositions d'EDF sera présenté dans le prochain rapport public annuel de l'IRSN portant sur l'année 2012.

Le présent rapport, qui porte sur l'année 2011, comporte trois parties. La première partie présente les principales tendances que l'IRSN dégage de son examen global de la sûreté et de la radioprotection du parc en exploitation pour l'année 2011. La seconde partie présente certains événements, incidents ou anomalies survenus cette même année, parmi ceux considérés comme marquants par l'IRSN. Enfin, la troisième partie expose, sous le vocable « évolutions significatives », des sujets dont l'intérêt pour la sûreté a nécessité des études et des évaluations approfondies de l'IRSN.

Pour ce qui concerne l'exploitation des réacteurs du parc national d'EDF, l'IRSN n'a pas relevé d'incident susceptible d'affecter de manière significative la sûreté des installations, l'environnement ou la population. Bien qu'il existe des disparités parfois importantes entre centrales, le nombre total d'événements significatifs pour la sûreté (ESS) déclarés en 2011 par EDF a été sensiblement le même qu'en 2010. L'IRSN a constaté une nouvelle hausse du nombre des ESS pendant les arrêts des réacteurs pour rechargement de combustible et maintenance ; les différents dispositifs organisationnels et de management déployés jusqu'à présent en vue d'améliorer les performances, n'ont pas montré jusqu'à présent une efficacité suffisante.

L'IRSN observe des évolutions positives dans des domaines de la conduite des réacteurs, mais certaines tendances négatives persistent. L'IRSN pointe en particulier deux domaines qui doivent faire l'objet d'améliorations : celui des non-conformités aux spécifications techniques d'exploitation, dont le nombre reste élevé et, bien que les causes soient diverses, traduisent en général des difficultés et des aléas mal maîtrisés dans l'exploitation ; celui de la maintenance, le nombre d'anomalies de matériels liées à la maintenance ayant augmenté en 2011, confirme la tendance déjà observée depuis plusieurs années. Bien que ces non-conformités et anomalies soient détectées assez tôt pour éviter des dégradations, significatives de la sûreté, l'IRSN considère que la situation doit être améliorée. En effet, l'expérience montre que le niveau de fiabilité des matériels peut jouer un rôle essentiel dans l'évolution d'une situation incidentelle si plusieurs défaillances se cumulent ; c'est ce que montre en particulier un incident survenu sur le réacteur n°1 de la centrale du Tricastin, présenté dans la seconde partie du rapport ; la qualité de la maintenance participe à la fiabilité et présente donc un enjeu pour la sûreté des installations.

En matière de radioprotection, l'IRSN note que la majorité des travailleurs exposés a cumulé, sur 12 mois glissants, une dose efficace inférieure à la limite de dose fixée pour les personnes du public (1 mSv). Le nombre de travailleurs exposés ayant reçu une dose individuelle comprise entre 16 et 20 mSv (limite réglementaire) sur 12 mois glissants reste quant à lui très faible (2 personnes en 2011 contre 3 en 2010 et 10 en 2009). La dose collective reçue par les travailleurs augmente de l'ordre de 15 % en 2011 par rapport à l'année 2010. Mais ce résultat est à mettre en perspective avec l'augmentation du volume de maintenance réalisé en 2011, qui devrait encore s'accroître dans les années à venir. Dans ce contexte, les efforts d'EDF devront rester soutenus, voire renforcés. Concernant la radioprotection des travailleurs, le nombre annuel d'événements significatifs déclaré pour le parc des réacteurs d'EDF est resté stable au cours des trois dernières années. L'IRSN observe néanmoins une augmentation du nombre de déclarations d'événements liés à des défauts de signalisation ou à des non-respects des conditions d'accès en zone contrôlée ; des progrès restent donc à réaliser dans ces domaines.

Une anomalie peut concerner un matériel, mais aussi des études de conception, ou même la conduite du réacteur. Certaines de ces anomalies dégradent ou sont susceptibles de dégrader significativement la sûreté d'un réacteur. Elles font alors l'objet d'analyses et d'un suivi par l'IRSN. Quelques-unes d'entre elles, jugées particulièrement significatives par l'IRSN, sont présentées dans la seconde partie du rapport.

Les réacteurs nucléaires français font par ailleurs l'objet de modifications tout au long de leur exploitation, en particulier dans un objectif d'une d'amélioration continue de la sûreté. Ces modifications résultent pour la plupart d'études réalisées dans le cadre des réexamens de sûreté des réacteurs, réalisés tous les dix ans. Loin de se limiter à une simple vérification de conformité à ce qui a été défini lors de la conception, ces réexamens conduisent à définir de nouvelles exigences de sûreté et à réaliser les modifications associées. C'est aussi le cas pour certains sujets dont l'étude, menée en parallèle des réexamens de sûreté, conduit à des évolutions, comme par exemple le dossier « grands chauds », qui tire les enseignements de la période caniculaire de 2003. Cette démarche a démontré toute sa pertinence dans le cadre des évaluations complémentaires de sûreté mentionnées plus haut ; certaines améliorations qu'il est alors apparu nécessaire de réaliser avaient déjà été discutées, voire programmées lors des réexamens de sûreté. Dans l'ensemble des évolutions, s'inscrit le souhait d'EDF exprimé en 2010, de prolonger la durée de fonctionnement des réacteurs du parc en exploitation au-delà de 40 ans, en y adossant un programme d'amélioration de leur niveau de sûreté. Les propositions d'EDF à ce sujet ont fait l'objet en 2011 d'un examen détaillé par l'IRSN.

EVALUATION GLOBALE DE LA SURETE ET DE LA RADIOPROTECTION DU PARC EN EXPLOITATION



Les conditions d'exploitation et les dispositions mises en place pour exploiter un réacteur sont des facteurs déterminants pour assurer en permanence un niveau de sûreté et de radioprotection satisfaisant. La veille exercée de son côté par l'IRSN concernant l'exploitation des réacteurs du parc EDF, repose sur l'analyse d'une multitude de données relatives au suivi permanent de l'exploitation de ces réacteurs. Les données relatives aux événements et aux incidents qui affectent le parc, mais aussi les installations étrangères, constituent l'une des sources les plus riches en matière de retour d'expérience. Pour obtenir une vision globale de la sûreté et de la radioprotection des réacteurs en exploitation, l'IRSN a développé des outils et des méthodes d'analyse du retour d'expérience, et notamment des indicateurs qui lui sont propres ([voir le rapport public IRSN 2007](#)). Ceux-ci contribuent à l'appréciation de chaque réacteur, mais aussi globalement, des tendances et éventuelles dérives dans la sûreté et la radioprotection de l'exploitation du parc. Les deux chapitres qui suivent présentent les principaux enseignements que l'IRSN tire de son évaluation globale, l'une en matière de sûreté, l'autre en matière de radioprotection, pour l'année 2011.

La sûreté de l'exploitation en 2011 : les tendances

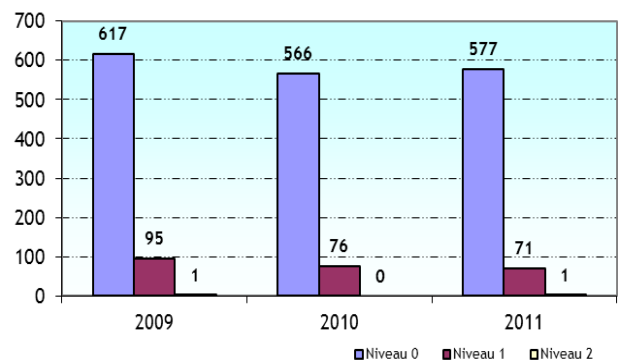
En 2011, aucun événement n'a fortement affecté la sûreté du parc national des réacteurs exploités par EDF. Le nombre d'événements significatifs pour la sûreté (ESS) déclarés par EDF a été sensiblement le même qu'en 2010, avec toutefois une hausse sensible de ceux survenus lors des arrêts de réacteur pour rechargement de combustible et maintenance ; les actions menées par EDF, telles que le déploiement de systèmes organisationnels spécifiques aux arrêts et la mise en place de prescriptions pour améliorer la préparation et le contrôle des activités de maintenance, n'ont pas montré jusqu'à présent une efficacité suffisante. La stabilité du nombre d'ESS observée depuis quelques années n'exclut cependant pas des écarts parfois importants entre les centrales et selon les années. L'IRSN n'a pas observé en 2011 d'inflexion par rapport aux grandes tendances de l'an dernier, voire des années précédentes. Il a constaté des évolutions positives dans certains domaines de la conduite des réacteurs, comme la gestion des essais périodiques ou les condamnations administratives. Au contraire, l'IRSN constate que le nombre de non-conformités aux spécifications techniques d'exploitation ne baisse pas significativement. Par ailleurs, l'IRSN a constaté que l'augmentation du nombre d'anomalies liées à la maintenance de matériels, observée les années précédentes, se poursuit. Ces anomalies résultent principalement de défaillances dans la préparation ou dans la réalisation des activités. Bien que chacune de ces anomalies prise isolément n'induisse pas de risque grave, leur cumul peut par contre créer, voire aggraver une situation incidentelle, comme l'a montré à plusieurs reprises le retour d'expérience. L'IRSN recommande donc une amélioration de la qualité de la maintenance, qui conditionne la fiabilité des matériels et constitue donc un enjeu pour la sûreté des installations

Les événements significatifs pour la sûreté (ESS)

Lorsqu'un événement survient dans une centrale et répond à l'un des dix critères établis par l'Autorité de sûreté nucléaire (tableau ci-après), l'exploitant est tenu de le déclarer à cette dernière par l'envoi d'un fax dans les 48 heures suivant la détection de l'événement. Il doit ensuite fournir, sous deux mois, son analyse de l'événement dans un compte-rendu d'événement significatif (CRES).

Les 10 critères de déclaration des événements significatifs pour la sûreté (ESS)	
ESS 1	arrêt automatique du réacteur
ESS 2	mise en service d'un des systèmes de sauvegarde
ESS 3	non-respect des spécifications techniques d'exploitation (STE)
ESS 4	agression interne ou externe
ESS 5	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 sous pression des circuits qui leur sont connectés, conduisant ou pouvant conduire à une condition de fonctionnement non prise en compte à la conception ou qui ne serait pas encadrée par les consignes d'exploitation existantes
ESS 9	anomalie de conception, de fabrication en usine, de montage sur site ou d'exploitation de l'installation concernant des matériels et des systèmes fonctionnels autres que ceux couverts par le critère 8, conduisant ou pouvant conduire à une condition de fonctionnement non prise en compte à la conception et qui ne serait pas couverte par les conditions de dimensionnement et les consignes d'exploitation existantes
ESS 10	tout autre événement susceptible d'affecter la sûreté de l'installation jugé significatif par l'exploitant ou par l'Autorité de sûreté nucléaire.

En 2011, 649 événements significatifs pour la sûreté (ESS) ont été déclarés par EDF pour les 58 réacteurs du parc, soit, en moyenne, un peu plus de 11 ESS par réacteur. Le nombre annuel de déclarations d'ESS est donc stable par rapport à 2010 (642 ESS déclarés). A l'exception de l'année 2009 qui a présenté un nombre d'ESS déclarés significativement plus élevé (713 ESS), le nombre de déclarations d'ESS est relativement stable depuis 2007. Parmi les événements recensés en 2011, 71 ont été classés au niveau 1 de l'échelle INES, contre 76 en 2010. Le seul événement classé au niveau 2 a concerné la détection d'une usure prématurée des coussinets de tête de bielle équipant les diesels de secours des réacteurs de 900 MWe. Ce défaut, décelé en 2010, a déjà fait l'objet d'une présentation par l'IRSN dans son [rapport 2010](#). Des investigations ont depuis lors été menées par EDF, qui attribue ce défaut à des particularités géométriques du coussinet, affectant la pression d'huile dans le coussinet et donc sa portance. La fabrication de nouveaux coussinets, à géométrie corrigée, a été engagée dès le début de 2012. Pour l'IRSN, ces corrections sont de nature à améliorer le fonctionnement des coussinets, même si elles devront être confortées par un retour d'expérience suffisant.



Évolution du nombre d'événements significatifs pour la sûreté déclarés entre 2009 et 2011

L'échelle INES (International Nuclear Event Scale) s'applique aux événements se produisant dans les installations nucléaires, selon 7 niveaux. Les événements classés au niveau 0 sont qualifiés d'écarts.

Les ESS survenant lors des arrêts d'un réacteur pour rechargement de combustible et maintenance

Les arrêts pour rechargement de combustible et maintenance :

Périodiquement (en général tous les 12 à 18 mois) chaque réacteur doit être arrêté afin de renouveler une partie de son combustible nucléaire. La durée de ces arrêts peut varier d'environ 30 jours à plus de 3 mois suivant le volume de travaux à effectuer. Ces arrêts sont en effet l'occasion de vérifier, d'entretenir ou de modifier un certain nombre de matériels, ces opérations ne pouvant pas être effectuées lorsque le réacteur est en production.

Les ESS qui surviennent au cours des arrêts de réacteur ont constitué plus de la moitié du nombre total des ESS de 2011, nombre en hausse d'environ 10 % par rapport à 2010. L'IRSN ne perçoit donc pas d'amélioration dans la résolution des difficultés récurrentes de la gestion des arrêts, que pourrait expliquer en partie une hausse du volume de maintenance, alors que le nombre d'arrêts et leur durée moyenne n'ont pas évolué de manière significative par rapport aux deux années précédentes. Bien que, là-aussi, il y ait certaines disparités entre les centrales, force est de constater que les actions menées jusqu'à présent par EDF, telles que le déploiement de systèmes organisationnels spécifiques aux arrêts et la mise en place de prescriptions pour améliorer la préparation et le contrôle des

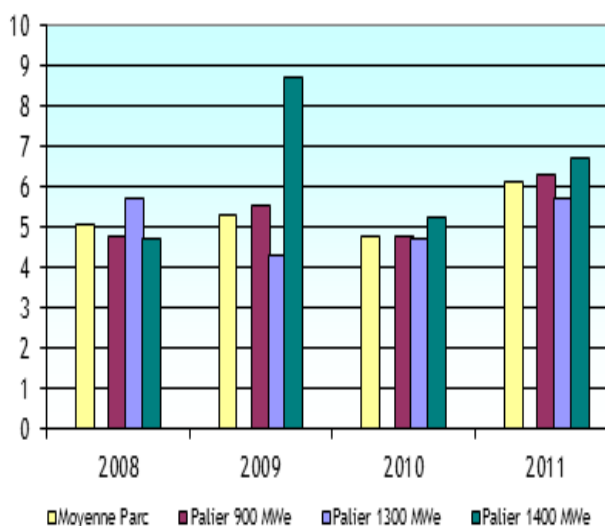
activités de maintenance, n'ont pas montré une efficacité suffisante.

Les arrêts des réacteurs sont actuellement au carrefour du déploiement de nombreux dispositifs organisationnels qui portent sur plusieurs secteurs de l'exploitation, comme le management des arrêts, le management des prestataires, la gestion des pièces de rechange ou la gestion de la maintenance. Ces nouvelles dispositions, qui visent à améliorer les performances du parc en exploitation, sont mises en œuvre dans un contexte où les équipements continuent de vieillir et où les départs des personnels de maintenance d'EDF et des sociétés prestataires s'intensifient ; elles constituent un enjeu important pour la sûreté. A cet effet, une analyse du

management de la sûreté et de la radioprotection lors des arrêts des réacteurs a été débuté par l'IRSN en 2011, et les conclusions en seront tirées en 2013.

Les arrêts automatiques des réacteurs

Le nombre d'arrêts automatiques constaté depuis 2008 sur le parc EDF est principalement imputable aux réacteurs de 900 MWe, bien que des disparités ont été observées au sein même de cette famille de réacteurs - certains réacteurs de 900 MWe ont déclaré jusqu'à quatre arrêts automatiques en 2011 alors que d'autres n'en ont déclaré aucun. Les actions correctives qui avaient été engagées par EDF en 2007, à la suite du constat d'un nombre croissant d'arrêts automatiques, ont effectivement donné des résultats encourageants en 2008. Si l'on distingue, parmi l'ensemble des arrêts automatiques, ceux survenus réacteurs en puissance, leur nombre évolue peu depuis 2008 ; ce qui confirme le bien fondé des actions correctives. En revanche, l'IRSN note une hausse des arrêts automatiques réacteur non divergé.



Évolution du nombre d'événements significatifs pour la sûreté survenant lors des arrêts de réacteur pour rechargement de combustible et maintenance

L'IRSN constate que les deux tiers des arrêts automatiques ont les mêmes causes qu'en 2010, à savoir :

- des signaux de variation du flux neutronique associée à des chutes de grappes ou un flux neutronique élevé dans le cœur du réacteur, principalement dû à des signaux intempestifs de la chaîne de mesure (donc un arrêt automatique qui n'est pas dû à une élévation réelle du flux),
- un très bas niveau d'eau dans les générateurs de vapeur (parfois associé à un déséquilibre eau-vapeur),
- un déclenchement de la turbine.

Pour moitié, ces arrêts d'urgence ont eu une origine humaine ou organisationnelle et cette proportion est en augmentation par rapport à 2010, principalement pour les réacteurs de 900 MWe. Parmi ces arrêts, quatre ont été des arrêts manuels, réalisés conformément à une consigne de pilotage et vingt-cinq ont été des arrêts automatiques résultant d'actions ou de décisions inappropriées.

Environ 50 % des arrêts automatiques sont survenus lors du redémarrage du réacteur, au cours de phases transitoires de fonctionnement qui constituent des phases d'activité « fragiles » vis-à-vis du risque de sollicitation des protections du réacteur. Ces phases se caractérisent très souvent par des pressions temporelles ou par la réalisation d'activités nombreuses en parallèle. Les arrêts automatiques ont eu lieu principalement lors du pilotage des niveaux d'eau dans les générateurs de vapeur, activité délicate exigeant une bonne maîtrise, du fait notamment de la cinétique rapide des phénomènes physiques qui s'y produisent. Le cumul d'un ou de plusieurs aléas complique souvent la gestion de ces phases délicates. L'analyse en temps réel de la situation n'est alors pas toujours suffisamment approfondie : certains critères de décision sur la stratégie à adopter et les actions à mettre en œuvre sont peu ou mal explicités et partagés au sein de l'équipe de conduite. Les actions correctives d'EDF ont généralement consisté à améliorer l'information ou la formation des membres des équipes de conduite ou à mieux les guider dans le diagnostic et la mise en œuvre d'actions rapides.

Enfin, une proportion importante d'arrêts automatiques impliquant des facteurs humains est survenue lors d'interventions programmées ou fortuites sur les chaînes de mesure du flux neutronique du cœur, auxquelles sont associés des seuils dont le dépassement déclenche automatiquement un arrêt du réacteur. Ces arrêts, qui impliquent souvent des acteurs de la maintenance, relèvent principalement de défauts de préparation et particulièrement de défauts d'analyse des risques liés à l'intervention. S'y ajoutent fréquemment des manques de communication entre les différents opérateurs, mais aussi des défauts dans les contrôles, effectués en temps réel ou a posteriori, des activités à réaliser.

A l'examen des arrêts automatiques survenus en 2011, l'IRSN considère que le plan d'actions mis en place par EDF en 2007 est perfectible pour les situations réacteur non divergé ; EDF a complété son plan dans le courant de l'année 2011 afin d'y ajouter des exigences propres aux facteurs humains.

Le nombre d'arrêts automatiques en 2011 ne doit pas être interprété comme un indicateur directement significatif d'une dégradation de la sûreté ; l'IRSN note à cet égard que les séquences d'arrêt automatique se sont déroulées correctement, mais souligne qu'un arrêt automatique, lorsqu'il survient réacteur en puissance, entraîne un transitoire thermohydraulique dans le réacteur, qui sollicite certains composants mécaniques et peut également conduire à une production d'effluents importante. Par ailleurs une proportion non négligeable des arrêts automatiques est révélatrice d'aléas et d'actions de conduite mal maîtrisées, avec des causes d'origine humaine et organisationnelle que l'on retrouve pour d'autres types d'événements, notamment les non-conformités aux spécifications techniques d'exploitation (voir plus loin).

Une hausse sensible du nombre d'anomalies affectant des matériels, liées à des activités de maintenance

L'IRSN a déjà souligné, dans ses précédents rapports annuels, le nombre élevé, depuis quelques années, d'événements significatifs liés à des activités de maintenance. Avec environ 300 événements en 2011, ce nombre a encore sensiblement augmenté par rapport aux années précédentes. Pour une part importante d'entre eux, il s'agit d'anomalies de matériels à la suite d'activités de maintenance. Certaines causes sont à rechercher dans les phases de préparation des activités (environ 40 %), d'autres dans les phases de réalisation (environ 30 %). Si la surveillance des activités de maintenance et les contrôles après intervention ne sont pas strictement à l'origine des anomalies, il reste que cette surveillance et ces contrôles, qui n'ont pas permis de déceler les anomalies en question au cours ou à l'issue de l'intervention, présentent des faiblesses et doivent donc être renforcés. Une analyse de ce sujet a été présentée par l'IRSN dans son [rapport 2010](#), elle reste valable pour l'année 2011.

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

Les spécifications techniques d'exploitation

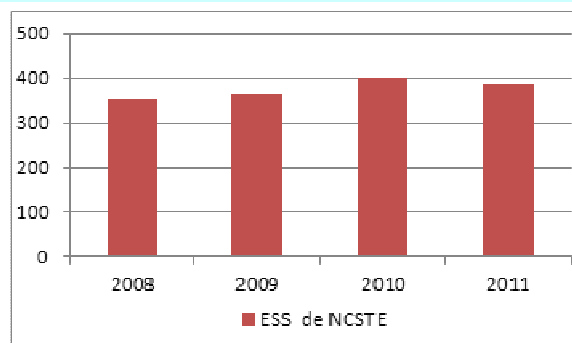
Les règles générales d'exploitation de chaque réacteur précisent les modalités d'exploitation à respecter pour que la démonstration de sûreté présentée dans le rapport de sûreté soit valable.

Les spécifications techniques d'exploitation (STE) font partie des règles générales d'exploitation. 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 en cas d'indisponibilité d'un matériel ou partie d'un système participant à une fonction de sûreté requise.

L'IRSN définit une non-conformité aux spécifications techniques d'exploitation comme le non-respect d'une règle édictée par les spécifications techniques d'exploitation. À 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 les STE. 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 ne soit amorcé, il s'agit alors d'une non-conformité.

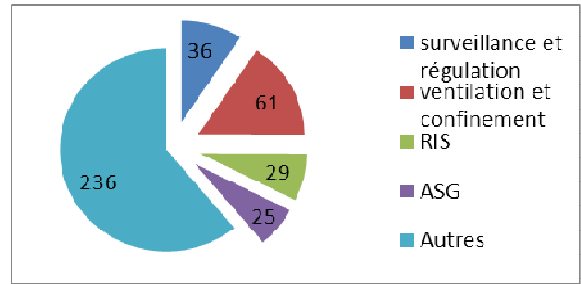
L'IRSN a recensé 387 événements de non-conformité aux spécifications techniques d'exploitation (NC-STE) pour l'année 2011. Le nombre d'événements de ce type est relativement stable par rapport à l'année 2010 (399 ESS) mais toujours élevé en regard des années 2008 et 2009. Le nombre de NC-STE représente environ 60 % du nombre total des ESS du parc. Bien que quelques cas ponctuels de NC-STE résultent de problèmes de matériels, les NC-STE les plus fréquentes trouvent leur origine dans des défaillances humaines ou



Évolution du nombre de NC-STE entre 2008 et 2011

dans l'organisation de l'exploitation. L'examen par l'IRSN des événements de 2011 montre qu'il n'y a pas d'évolution significative dans leurs causes en regard des événements survenus lors des années antérieures.

Une part importante de ces événements entraînent des indisponibilités de systèmes importants pour la sûreté. Le graphique ci-contre montre les principaux systèmes affectés. La part d'ESS affectant ces systèmes dans le nombre total d'ESS de NC-STE n'a pas varié entre 2010 et 2011 et reste de l'ordre de 40 %.



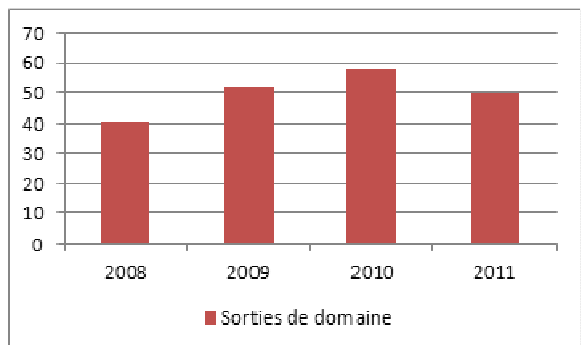
Répartition des NC STE par système en 2011

Outre les replis de réacteur non effectués - dont le nombre reste toutefois très faible - l'IRSN a constaté de nombreux non-respects de la conduite à tenir prescrite par les STE en cas d'indisponibilité de matériel, à savoir 20 % du nombre des événements (70 événements). Certains sont dus à des dépassements des délais de réparation de matériels, certains résultent d'une découverte tardive de l'indisponibilité (défaut de surveillance en salle de commande, retard de la caractérisation d'un défaut, analyse erronée d'une indisponibilité, défaillance dans le processus de contrôle de second niveau), mais certains relèvent de lacunes dans la connaissance des STE. Plusieurs événements survenus en 2011 montrent des défaillances dans la surveillance ou dans la conduite de l'installation à partir de la salle de commande. Ce sujet est illustré par un événement présenté dans le chapitre « Défaillances d'origine humaine ou organisationnelle dans la surveillance des réacteurs » de ce rapport.

Une baisse des sorties du domaine de fonctionnement autorisé

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

Les sorties du domaine de fonctionnement autorisé constituent un type particulier de NC-STE. Le nombre de ces sorties a fortement augmenté il y a quelques années, avec un pic d'événements en 2007 (58 ESS), qui avait conduit EDF à mettre en œuvre des plans d'actions spécifiques, dont des bénéfices avaient été constatés en 2008. Toutefois, ces plans ont montré leurs limites avec de nouvelles augmentations de ce type d'événements en 2009 et 2010, [\(voir le rapport IRSN 2009\)](#).



Évolution du nombre de sorties des domaines de fonctionnement autorisés entre 2008 et 2011

Les résultats de l'année 2011, avec 50 ESS de ce type, montrent une diminution de l'ordre de 15 % par rapport à 2010, avec notamment une baisse notable du nombre d'ESS constitués par les sorties du domaine pression/température, qui passent de 38 en 2010 à 25 en 2011. Une majorité de ces sorties du domaine de fonctionnement a eu lieu alors que le réacteur était divergé. Ces événements sont principalement survenus, à parts égales, lors de la réalisation d'un essai périodique, lors d'une manœuvre d'exploitation, lors d'une défaillance fortuite d'un matériel. Depuis quelques années, ces ESS révèlent, de manière récurrente, des difficultés de gestion de certains transitoires de fonctionnement du réacteur par les équipes de la conduite, qu'ils

soient intempestifs ou liés à l'exploitation normale du réacteur (par exemple, lors des basculements entre les systèmes d'alimentation en eau normale et de secours des générateurs de vapeur).

L'IRSN a constaté qu'il subsiste encore des sorties de la plage de pression autorisée lorsque le réacteur est dans l'état d'arrêt normal utilisant le système de « refroidissement du réacteur à l'arrêt » connecté au circuit primaire, en nombre toutefois inférieur à ceux des années précédentes. Comme souligné dans le [rapport IRSN 2010](#), l'analyse de ces ESS met en évidence des difficultés de pilotage dans cet état du réacteur.

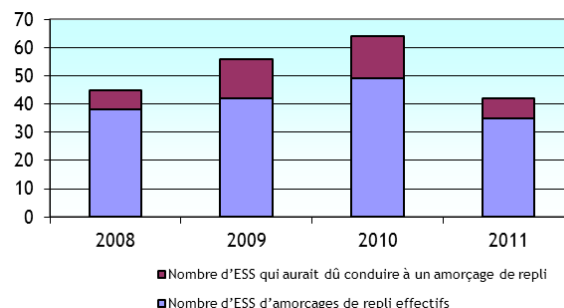
Il faut également souligner la baisse notable en 2011 de la durée moyenne des sorties du domaine de fonctionnement : de l'ordre de 6 minutes, contre 16 minutes en 2010 ; en 2011, près de 15 % seulement des sorties du domaine de fonctionnement ont duré plus de 10 minutes, pourcentage faible par rapport à ceux des dernières années. Ceci pourrait traduire une meilleure réactivité des équipes de conduite pour récupérer certaines situations anormales.

Une diminution importante du nombre des amorçages de repli non réalisés

L'amorçage de repli : Les contrôles pratiqués pendant le fonctionnement d'un 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 d'amener le réacteur dans un état plus sûr (état de repli) que l'état initial dans lequel l'anomalie a été découverte. L'amorçage du repli constitue le début de réalisation des opérations visant à rejoindre l'état de repli. Il est précédé d'une période appelée « délai d'amorçage », qui permet à l'exploitant, soit de réparer l'anomalie ou de mettre en œuvre des mesures palliatives permettant de maintenir le réacteur dans l'état initial, soit de préparer le repli si l'anomalie n'est pas réparée ou compensée dans ce délai.

Le nombre d'amorçages de repli est significatif du poids des aléas d'exploitation obligeant l'exploitant à mettre le réacteur à l'arrêt, pour ne pas dégrader le niveau de sûreté.

Après une hausse continue du nombre annuel d'amorçages de repli entre 2008 et 2010, l'IRSN a recensé 35 déclarations de ce type pour l'année 2011, soit une baisse de 30 % par rapport à 2010. Les réacteurs de 1450 MWe sont ceux qui cumulent en moyenne le plus d'ESS par réacteur ayant engagé un repli.



Évolution du nombre d'amorçages de repli entre 2008 et 2011

En 2011 comme en 2010, près d'un tiers des amorçages de repli du réacteur ont été causés par des indisponibilités dans le système d'alimentation de secours en eau des générateurs de vapeur, le système de régulation des grappes et le système d'injection de sécurité. La quasi-totalité des amorçages de repli (plus de 90 %) ont été effectués conformément à la conduite prescrite dans les spécifications techniques d'exploitation (STE). Dans les cas restants, l'amorçage de repli a bien été effectif, mais avec un certain retard par rapport au délai maximal autorisé par les STE.

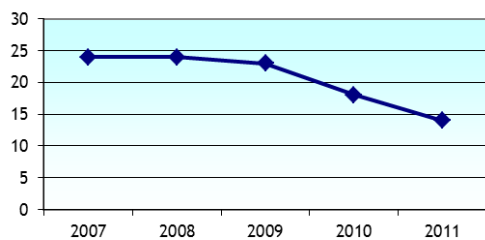
L'IRSN a constaté une baisse sensible du nombre de replis non réalisés alors que les STE le prescrivaient, signe d'un respect plus rigoureux des règles d'exploitation et d'une bonne maîtrise de l'exploitation. En effet, avec sept événements de ce type déclarés en 2011, il semble qu'ait été stoppée la hausse constatée depuis 2007 (de 3 ESS en 2007 à 15 ESS en 2010). Cinq de ces sept ESS ont résulté d'une mauvaise interprétation des STE, qui a

conduit à un diagnostic erroné ou tardif de la situation ; les deux autres ont résulté d'une mauvaise appréciation d'un cumul d'indisponibilités, mettant en évidence certaines méconnaissances des règles de cumul inscrites dans les spécifications techniques d'exploitation, mais aussi des diagnostics erronés de l'impact d'une indisponibilité sur plusieurs systèmes.

Une baisse notable du nombre des événements associés à la gestion des condamnations administratives

Certains lignages de circuits importants pour la sûreté font l'objet de « condamnations administratives ». Tout oubli ou toute erreur dans la pose ou la levée d'une condamnation administrative entraîne des risques pour la sûreté car certains systèmes ou protections pourraient alors ne pas remplir leur fonction. L'IRSN est donc attentif à l'évolution du nombre des non-respects de condamnations administratives car elles constituent une ligne de défense participant à la disponibilité de fonctions importantes pour la sûreté. Des écarts dans la pose ou la levée de condamnations administratives peuvent être attribués à des défaillances dans l'organisation des activités ; leur détection tardive peut être le signe d'une vigilance insuffisante dans l'exploitation de la centrale.

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



Évolution du nombre d'ESS de type erreurs de condamnation administrative entre 2007 et 2011

L'IRSN constate une baisse depuis 2008 du nombre des défaillances dans la gestion des condamnations administratives. Cette baisse s'est confirmée en 2011, avec 14 ESS de ce type (contre 18 ESS en 2010 et 24 ESS en 2008). Cette baisse est à mettre en perspective avec la famille plus large des ESS de lignage dont le nombre est relativement constant depuis quelques années (en moyenne 0,7 ESS de lignage par réacteur pour le parc).

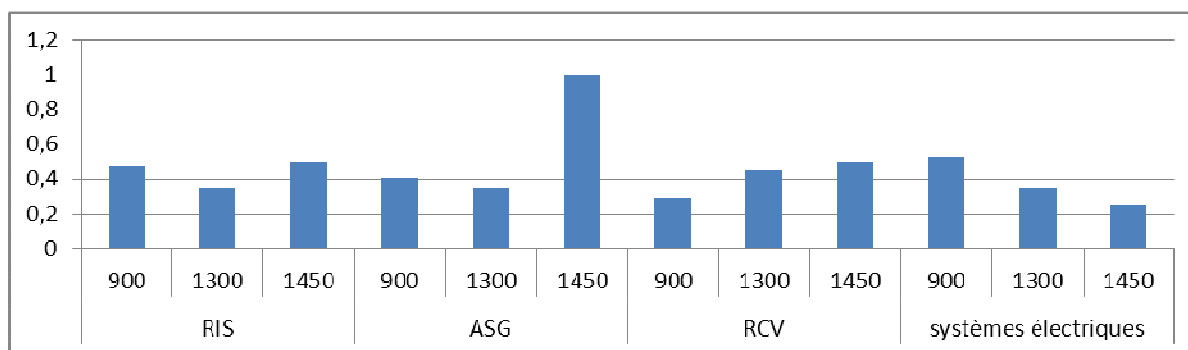
La baisse concerne en fait les réacteurs de 900 MWe pour lesquels le nombre d'ESS de ce type a diminué d'un tiers entre 2010 et 2011. Une baisse analogue n'est pas observée pour les réacteurs de 1300 MWe, pour lesquels le nombre d'ESS liés à la gestion des condamnations administratives reste stable (plus élevé en moyenne que pour les réacteurs des autres paliers de puissance).

L'examen de ces événements montre qu'il s'agit en général d'erreurs lors de la condamnation (par exemple, une vanne condamnée « ouverte » au lieu de « fermée », l'absence ou une pose incomplète de la condamnation) ou lors de la phase préparatoire à la pose de la condamnation (mauvaise analyse de risque, écarts par rapport à la situation attendue non détectés).

Comme indiqué dans le [rapport 2010](#), l'IRSN estime que la baisse du nombre d'ESS de ce type résulte à la fois du renforcement des contrôles, qui a réduit les erreurs dans la gestion des condamnations administratives lors des changements d'état du réacteur, et de la mise à jour des documents nationaux d'EDF relatifs aux condamnations administratives. En effet, l'évolution de ces documents, comportant principalement l'intégration d'éléments issus du retour d'expérience, semble corrélée depuis deux ans à l'amélioration des résultats.

Un nombre stable d'indisponibilités de matériels importants pour la sûreté

En 2011, la valeur moyenne, pour le parc, du nombre des indisponibilités affectant des systèmes importants pour la sûreté est en diminution par rapport à l'année antérieure, avec une valeur de 2,2 par réacteur. Cette valeur reste néanmoins dans la moyenne des valeurs observées depuis 2003. Il convient de souligner qu'il existe d'importantes disparités entre les centrales : alors que plusieurs centrales ont déclaré plus de quatre événements par réacteur impliquant au moins une défaillance d'un système important pour la sûreté, d'autres en ont déclaré seulement un sur l'année.



Nombre moyen d'indisponibilités par réacteur en 2011, réparties selon les systèmes

Les principaux systèmes affectés par ces indisponibilités sont les systèmes d'injection de sécurité (RIS), d'alimentation de secours en eau des générateurs de vapeur (ASG), de contrôle volumétrique et chimique du circuit primaire (RCV), ainsi que les sources d'alimentation électrique internes et externes. Le tableau ci-dessus apporte un éclairage sur les nombres d'indisponibilités en fonction des paliers de puissance des réacteurs. Alors que, pour la première fois depuis 2005, les défaillances affectant le système RIS sont en légère baisse, les défaillances affectant les alimentations électriques et la distribution associée sont en augmentation continue depuis plusieurs années ; 40 % d'entre elles sont considérées par l'IRSN comme marquantes du point de vue de la sûreté. L'examen sur plusieurs années ne montre globalement pas de prépondérance d'un système ou d'un matériel électrique particulier. L'IRSN note néanmoins une augmentation en 2011 des défaillances de certains tableaux de régulation, défaillances d'origine matérielle, mais aussi d'origine humaine.

Les essais périodiques

Les non-conformités aux règles d'essais périodiques

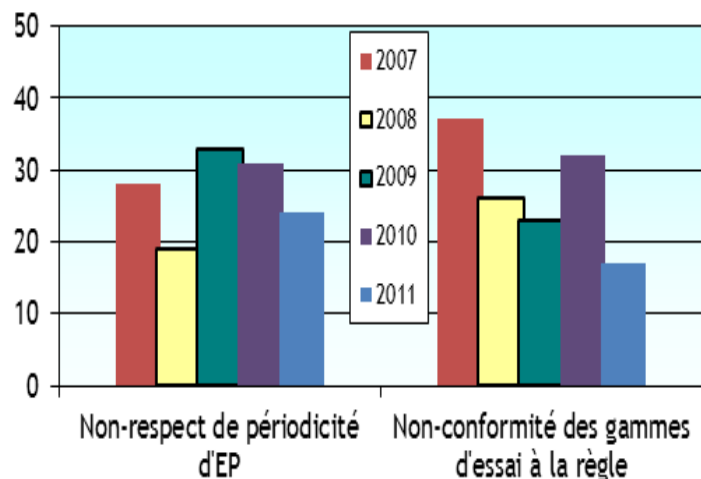
EDF déploie, depuis 2007, le « Projet d'homogénéisation des pratiques et des méthodes » (PHPM) qui vise à standardiser la documentation présente dans les installations et à améliorer son adaptation aux besoins des utilisateurs ([voir le rapport 2007](#)). Malgré une augmentation de non-conformités entre 2009 et 2010, l'IRSN constate toutefois que cette démarche a permis une baisse des non-conformités dans l'application des gammes d'essai périodiques sur la période 2007-2011. Ainsi, le nombre annuel d'événements de ce type a été réduit de moitié entre 2007 et 2011. Cette amélioration a été observée dans toutes les centrales ; aucune ne présente un nombre important de non-conformités imputables à la rédaction des documents opératoires.

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

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

Les non-respects des périodicités prévues

Les non-respects des périodicités prévues d'essais ont été nombreux en 2009 et 2010. L'IRSN a constaté une amélioration sensible en 2011, avec une baisse d'environ 25 % des non-respects par rapport à l'année 2010. Cette diminution, qui concerne principalement les réacteurs de 900 MWe, traduit une bonne maîtrise de la gestion des essais périodiques. Il est à noter que, bien que l'évolution de ces non-respects soit un indicateur de la rigueur dans l'exploitation du réacteur, leur nombre reste très faible en regard des milliers d'essais périodiques réalisés sur le parc pendant une année de production.



Évolution entre 2007 et 2011 du nombre des non-respects de la périodicité prévue des essais périodiques et des non-conformités des gammes d'essai aux documents de référence

La radioprotection en exploitation : les tendances

Le nombre annuel d'événements significatifs concernant la radioprotection des travailleurs, déclarés pour le parc des réacteurs d'EDF, est resté stable au cours des trois dernières années. L'analyse menée par l'IRSN a néanmoins mis en évidence une augmentation du nombre des déclarations des événements liés à des défauts de signalisation ou à des non-respects des conditions d'accès en zone contrôlée.

La dose collective reçue par les travailleurs a augmenté d'environ 15 % en 2011 par rapport à l'année 2010. Ce résultat est à mettre en perspective avec l'augmentation du volume de maintenance réalisé en 2011 ; le volume de maintenance devrait encore croître dans les années à venir. Dans ce contexte, les efforts d'EDF concernant la maîtrise de la dosimétrie collective devront être poursuivis. A cet égard, l'appropriation par l'ensemble des intervenants des bonnes pratiques en matière de radioprotection restent des axes majeurs d'amélioration.

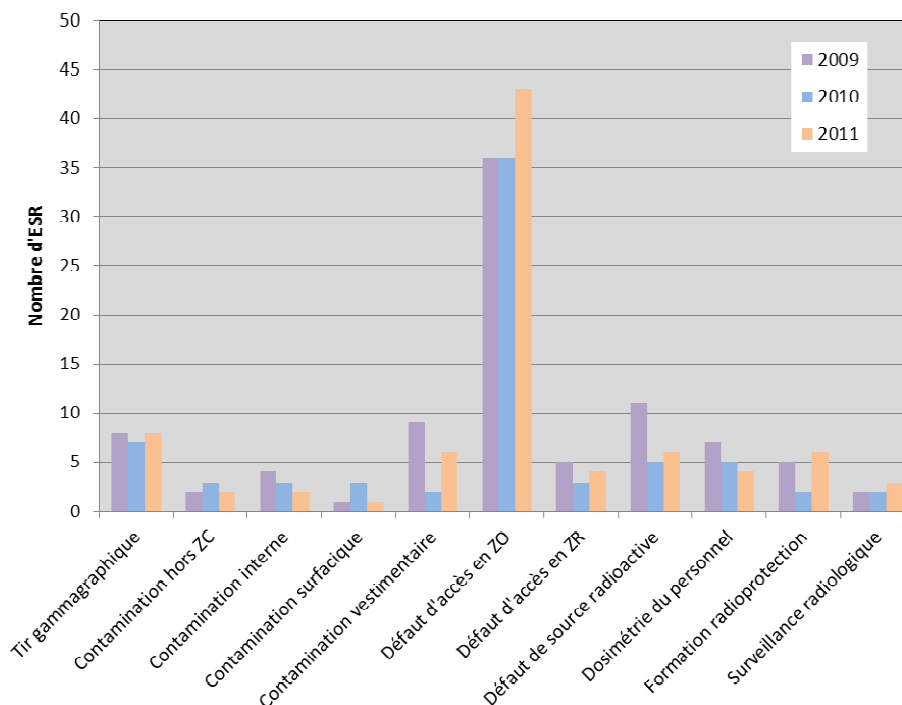
Répartition des déclarations d'événements significatifs concernant la radioprotection

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 événements significatifs en radioprotection (ESR). Ces événements sont déclarés en fonction de critères définis par l'ASN (voir le tableau ci-après).

EDF analyse les circonstances et les causes de chacun des événements déclarés, ainsi que ses conséquences radiologiques ; celles réelles et celles plus graves qui auraient pu résulter de l'événement dans un contexte différent. Puis, EDF identifie et met en place des actions correctives pour en éviter le renouvellement. Ces analyses et les actions correctives qui en résultent sont communiquées à l'ASN et à l'IRSN. Les informations reçues permettent à l'IRSN d'exercer un suivi des tendances pour l'ensemble du parc.

Les 10 critères de déclaration pour les événements significatifs pour la radioprotection (ESR)	
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 ou une contamination vestimentaire supérieure à 10 kBq détectée au portique C3 ou lors d'une anthroporadiométrie.
ESR 4	Toute activité (opération, travail, modification, contrôle...) notable, comportant un risque radiologique, réalisée sans une analyse de radioprotection (justification, optimisation, limitation) ou sans une 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 (zone orange ou zone rouge, zones des tirs radiographiques).
	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.

En 2011, 97 ESR ont été déclarés par EDF (contre 86 en 2010). Le graphique ci-dessous précise la typologie de ces ESR. Les principaux enseignements tirés de leur analyse sont présentés dans la suite du texte.



Répartition des événements significatifs pour la radioprotection en fonction de leur type

Parmi les événements de 2011, trois ont été classés au niveau 1 sur l'échelle internationale INES. Le premier concerne une dispersion de contamination dans un bâtiment réacteur lors de travaux de maintenance sur le circuit primaire ; trois personnes présentent des traces de contamination inférieures au seuil d'enregistrement de dose de 0,5mSv. Les deux autres événements ont concerné la contamination de la peau (joue et nuque) de deux intervenants par du matériel contaminé. La dose équivalente à la peau est toutefois restée, pour les 2 intervenants, inférieure à la limite annuelle réglementaire fixée à 500 mSv (voir l'encadré ci-contre). Le plus marquant en termes de dose, s'est produit sur le site de Penly durant la dépose de matelas de plomb qui assurait une protection radiologique en haut des générateurs de vapeur. La contamination des opérateurs provient vraisemblablement de certains matelas de plomb pour lesquels les contrôles réalisés a posteriori ont montré l'existence d'une contamination surfacique non fixée. La voie de transfert de la contamination localisée sur les matelas de plomb à la joue de l'intervenant n'a pas été formellement déterminée. L'hypothèse la plus vraisemblable est que, durant son intervention, physiquement éprouvante, l'intervenant a transpiré et s'est contaminé en essuyant des gouttes de sueur sur son visage. Après la détection de la contamination par le premier portique de sortie, l'intervenant a été pris en charge par le service médical pour décontaminer sa joue. L'estimation par EDF de la dose équivalente à la peau a été de 426 mSv pour une exposition cutanée d'une heure et trente minutes. Une exposition supplémentaire de l'ordre d'un quart d'heure aurait donc conduit au dépassement de la limite réglementaire annuelle. Les conclusions d'EDF ont été confirmées par une analyse indépendante menée par l'IRSN.

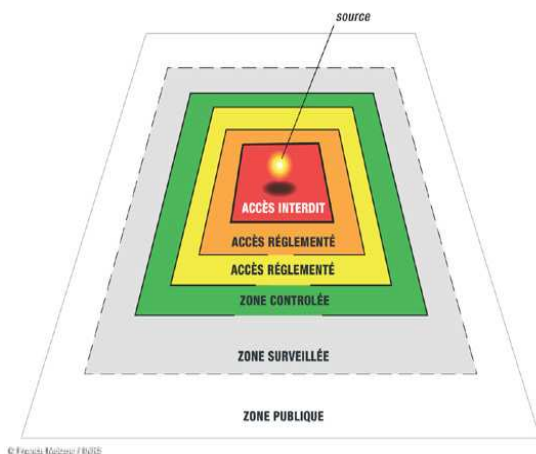
Dose efficace/dose équivalente : La dose efficace est utilisée pour estimer l'exposition aux rayonnements ionisants du « corps entier » d'un individu. Elle tient compte de la sensibilité de chaque tissu du corps et du type de rayonnement (alpha, bêta, gamma, neutronique). La dose d'« un organe » est appelée dose équivalente. Ces doses s'expriment en Sievert (Sv).

Limites réglementaires de doses : Pour les personnes du public, la dose efficace à ne pas dépasser est de 1 mSv/an (hors irradiation naturelle et médicale).

Pour les travailleurs les plus exposés, les doses réglementaires maximales à ne pas dépasser sur 12 mois consécutifs sont :

Dose efficace (corps entier)		20 mSv
Dose équivalente	Extrémités (mains, avant-bras, pieds et chevilles)	500 mSv
	Peau	500 mSv
	Cristallin	150 mSv

Défaut d'accès en zone contrôlée



Conformément aux prescriptions réglementaires, le service compétent en radioprotection met en place un zonage radiologique des installations. Ce zonage se traduit par un balisage des lieux, effectué sur la base de mesures du débit d'équivalent de dose (DeD) - couramment appelé « débit de dose » - enregistré par un radiamètre, et matérialisé par un « trisecteur » de couleur variable selon la zone. Parmi les défauts d'accès en zone contrôlée, le non-respect des conditions d'accès dans les zones orange est la cause majeure des événements détectés. Leur nombre a augmenté en 2011 (43 ESR pour 36 ESR en 2010). Ce type d'événements peut

conduire à l'exposition d'intervenants, entraînant des dépassements de la limite annuelle de dose ou à laisser pénétrer en zone orange des intervenants qui ne bénéficient pas d'une autorisation d'accès.

L'IRSN a noté que, parmi les événements liés à des défauts de signalisation ou à des non-respects des conditions d'accès dans une zone orange, environ 47 % ont résulté d'un défaut de préparation du travail à réaliser. En outre, environ la moitié de ce type d'événements, concerne des activités liées à la présence de déchets ou des activités en fond de piscine dans le bâtiment du réacteur.

Les salariés titulaires d'un contrat de travail à durée déterminée et les salariés temporaires, appelés par la suite « intervenants non-CDI », ont un statut particulier. En effet, conformément à l'article D.4154-1 du code du travail, ils ne sont pas autorisés à travailler en zones orange (zones où le débit d'équivalent de dose est susceptible de dépasser 2 mSv/h). Un certain nombre d'ESR ont mis en évidence que cette exigence n'était pas respectée. Les origines de ces événements sont divers (défaut de préparation de l'activité, absence d'identification de zones orange à proximité de poste de travail...).

EDF a retenu deux axes d'amélioration : d'une part une démarche globale d'identification, de protection vis-vis des sources de rayonnement et de réduction des points irradiants (qualifiés de « points chauds ») présents dans les installations, d'autre part, pour chaque chantier, le renforcement de la préparation des activités susceptibles d'exposer des intervenants non-CDI. En outre, EDF a mis en œuvre des parades en vue de prévenir l'accès de tels intervenants en zone orange : le seuil d'alarme des dosimètres des intervenants non-CDI a été abaissé, à partir du début de l'année 2010, de 2 à 1,6 mSv/h. Cependant, le nombre des ESR de dépassement du seuil de 2 mSv/h pour les intervenants non-CDI a doublé entre 2010 et 2011 (20 ESR en 2011). Par ailleurs, les alarmes des dosimètres électroniques n'ont été perçues que par la moitié des intervenants. EDF a donc augmenté le niveau sonore des alarmes des dosimètres jusqu'à 85 dB.

Par ailleurs, les conditions d'accès dans les zones rouge font l'objet de prescriptions réglementaires renforcées; les manquements à ces conditions sont limités (moins de 5 ESR par an depuis 2008) mais les conséquences, qui pourraient être importantes, doivent inciter à réduire encore plus ces manquements.

Événements liés aux tirs gammagraphiques

La radiographie gamma ou gammagraphie met en œuvre des sources fortement irradiantes et un écart dans la réalisation d'un tir pourrait entraîner une exposition importante de travailleurs.

L'IRSN constate que le nombre d'événements associés à ces tirs n'a guère évolué depuis trois ans (8 ESR en 2011 contre 7 ESR en 2010 et 8 ESR en 2009). Parmi ces événements, l'un se distingue ; il s'agit de l'entrée volontaire d'un opérateur dans la zone de tir alors que la source n'était pas insérée dans son logement plombé. Malgré un débit de dose élevé (348 mSv/h), l'opérateur n'a heureusement reçu qu'une dose de 270 µSv. La gammagraphie est un sujet important en matière de radioprotection car elle peut avoir une incidence notable sur les expositions de personnes. Les « surexpositions »

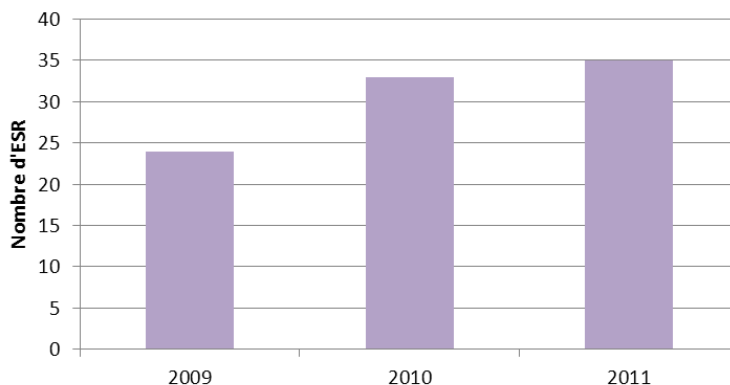
Les tirs gammagraphiques sont effectués à l'aide d'appareils mobiles autoprotégés (plombés) contenant une source radioactive scellée émettant des rayonnements gamma (généralement de l'iridium 192, du cobalt 60 ou éventuellement du césium 137). La source, en position d'utilisation expose un film radiographique 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 d'EDF. 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.

significatives résultent généralement de la conjonction du franchissement d'un balisage à proximité d'une source et de la présence de cette source en position d'utilisation au moment de ce franchissement. Cependant, en 2011, aucun évènement n'a conduit à une exposition significative de personnes.

Défauts d'analyse des risques radiologiques et lacunes de « culture de radioprotection »

La culture de radioprotection est l'ensemble des caractéristiques et des attitudes qui, dans les organismes et chez les individus, font que les questions relatives à la radioprotection bénéficient, en priorité, de l'attention qu'elles méritent en raison de leur importance.

L'IRSN a évalué le nombre d'ESR liés à un défaut d'analyse des risques lors de la préparation de l'intervention ou à des lacunes de culture de radioprotection.



Nombre d'ESR relatifs à des défauts d'analyse de risques radiologiques et des défauts de culture de radioprotection

Le nombre de ces ESR est globalement stable au cours des deux dernières années et représente toujours plus d'un tiers des causes recensées. L'IRSN souligne qu'en 2011, 40 % de ces défauts d'analyse ont été constatés pour la gestion des déchets en arrêt de tranche et pour les interventions en fond de piscine du bâtiment du réacteur.

Activités réalisées en fond de piscine du bâtiment du réacteur

Parmi les événements déclarés en 2011, l'IRSN a comptabilisé 15 ESR concernant des chantiers en fond de piscine du bâtiment du réacteur. Ces chantiers présentent certaines caractéristiques en matière de radioprotection. Elles sont pour la plupart à fort risque dosimétrique et sont effectuées dans un échéancier entraînant un planning serré. Ces activités doivent donc faire l'objet d'une préparation rigoureuse, formalisée dans un document appelé « Régime de Travail Radiologique (RTR) », destiné à informer les intervenants des conditions radiologiques prévues et à présenter des dispositions opérationnelles fondées sur une analyse de risques. Les dispositions prescrites dans les RTR ne sont malheureusement pas toujours respectées, notamment en termes d'utilisation d'un radiamètre pour vérifier que le débit de dose réel correspond bien aux valeurs indiquées dans le RTR ou pour prévenir et limiter les risques d'exposition des intervenants. A titre d'exemple, on peut citer l'évènement survenu le 18 septembre 2011 sur le site de Cattenom. Lors d'un contrôle de propreté du fond de la piscine du bâtiment du réacteur, un intervenant ramasse un morceau de scotch, sans en mesurer préalablement le débit de dose, et l'a mis ensuite dans un sac de déchets. Alors qu'il se dirigeait avec le sac à la main vers un autre intervenant, ce dernier a constaté que l'alarme de son dosimètre s'était déclenchée. Il a aussitôt demandé à l'intervenant de poser le sac et d'évacuer la zone. L'alarme a ainsi permis d'alerter les trois intervenants présents sur ce chantier d'un débit de dose anormal de l'ordre de 300 mSv/h dû à l'objet ramassé.

Cet événement dénote un non-respect des règles fondamentales de radioprotection dans la mesure où l'utilisation d'un radiamètre est exigée pour toute activité présentant des risques d'irradiation. Ces règles sont censées être acquises lors des formations préalables à l'habilitation des opérateurs.

En cas de « Régime de Travail Radiologique » non adapté ou d'une maîtrise incomplète des règles fondamentales de la radioprotection, la dernière ligne de défense est l'alarme du dosimètre opérationnel. Toutefois, force est de constater que de nombreuses fois, les intervenants ont indiqué ne pas avoir entendu cette alarme.

En outre, sur différents sites, des défaillances ont été constatées dans la préparation de ce type d'activité. Par exemple, les cartographies utilisées qui sont censées refléter l'état radiologique des zones de travail ou des accès à ces zones ne sont pas toujours représentatives de l'état radiologique réel du fond de la piscine du bâtiment du réacteur. En effet, le RTR utilise les résultats des mesures pour une configuration donnée de l'installation. Pour deux ESR, des mouvements d'eau non anticipés dans les circuits étaient susceptibles de modifier la cartographie ; lors du démarrage de l'activité, les débits de dose mesurés et les doses prévisionnelles effectives n'étaient plus en concordance avec les valeurs présentées dans le RTR. De tels écarts peuvent conduire à une sous-estimation du risque radiologique et donc à la mise en œuvre de dispositions de radioprotection insuffisantes ou inadaptées. D'autres sources d'erreur peuvent conduire à des cartographies incomplètes, comme l'absence de détermination des points chauds qui devraient en pratique être signalés par un trisecteur en fonction du débit de dose mesuré. Par exemple, un intervenant a placé, un sac très irradiant de chiffonnettes provenant d'une activité de décontamination sous un matelas de plomb, sans signaler la zone. Lors du repli du chantier, l'alarme dosimétrique d'un intervenant s'est déclenchée au moment du retrait du matelas de plomb réalisé sans précaution particulière du fait de l'absence de signalisation.

Par ailleurs, l'accumulation de déchets irradiants lors des chantiers de décontamination constitue une source de débit de dose « ponctuelle » très importante. C'est pourquoi il est préférable d'évacuer ces déchets au fur et à mesure. Plusieurs ESR ont mis en évidence des moyens d'évacuation non adaptés (dimensions du réceptacle mal adaptées aux dimensions des déchets conduisant les intervenants à se rapprocher de déchets irradiants), ou inexistant (sacs de déchets laissés dans le bâtiment du réacteur sans surveillance ni repérage).

Enfin, l'existence de chantiers menés en parallèle doit également être prise en compte lors des préparations de chantier, certaines activités pouvant conduire à modifier les conditions radiologiques pour d'autres activités en cours.

D'une manière générale, il convient de noter qu'EDF a lancé un vaste programme visant à réduire les risques de dépassement des limites réglementaires d'exposition. Ce programme prévoit l'implantation d'un poste de supervision de la radioprotection lors de chaque arrêt de réacteur. Ce poste recevra en temps réel, par télétransmission, l'ensemble des résultats des mesures de radioprotection réalisées par les intervenants ainsi que des images de certains chantiers sensibles équipés de caméras. Le superviseur pourra communiquer avec les intervenants par un système de communication audio. Ce poste de supervision de radioprotection est en cours de mise en place sur les sites.

Détections de contamination de vêtements ou de petits objets en sortie de zone

Les détections de contamination de vêtements ou de petits objets à la sortie d'un site résultent le plus souvent de l'absence de détection de ces contaminations lors des contrôles précédents ou d'une défaillance du contrôle des petits objets à la sortie de la zone contrôlée. Les conséquences possibles de ce type d'écart sont une dissémination de produits radioactifs en dehors de la zone contrôlée.

Au cours des trois dernières années, le nombre annuel d'ESR relatifs à des contaminations vestimentaires ou à la détection de petits objets radioactifs à la sortie d'une centrale est resté inférieur à dix. De l'avis de l'IRSN, ce sujet mérite néanmoins une attention particulière du fait que les événements correspondants montrent des dysfonctionnements en matière de propreté radiologique. A cet égard, l'IRSN note le déploiement progressif sur certains sites, à la sortie des zones contrôlées, de nouveaux appareils de mesure de la contamination avec un seuil de détection plus bas. Toutefois, les évolutions du nombre de déclenchements de ces appareils ne reflètent pas nécessairement une dégradation ou une amélioration de la propreté radiologique ; elles renseignent plus précisément sur l'évolution du risque de dissémination de matières radioactives en dehors des zones contrôlées.

Contamination interne

Lors de certaines interventions, la contamination des locaux peut conduire à une dispersion de matières radioactives et à une contamination interne d'intervenants. Ces situations sont parfois dues au fait que le risque de contamination n'a pas été correctement traité lors de la préparation de l'activité (pas d'exigence formalisée du port d'un équipement de protection des voies respiratoires lors du chantier, par exemple). Pour l'année 2011, l'IRSN a relevé moins de cinq ESR ayant entraîné une contamination interne d'intervenants. Ces contaminations sont toutefois restées en dessous du seuil limite d'exposition (externe et interne) fixé par le code du travail (articles R. 4451-12 et R. 4451-13). A titre d'exemple, on peut citer un événement classé au niveau 1 de l'échelle INES survenu le 14 juillet 2011 sur le site de Chinon, qui a conduit à une contamination interne de trois intervenants, supérieure à la limite de détection mais en tout état de cause inférieure à 1 mSv. Les causes de cette contamination sont liées à la défaillance des organes déprimogènes des sas des générateurs de vapeur en concomitance avec la réalisation d'activités pouvant entraîner d'importantes dispersions de contamination dans le bâtiment du réacteur. Cette conjonction d'activités et de dysfonctionnement du confinement dynamique a déjà fait l'objet de déclarations pour le site de Chinon en 2009 et pour le site du Blayais en 2010.

Surveillance dosimétrique des travailleurs



Dosimètre et film dosimétrique servent à la surveillance de la dosimétrie individuelle des travailleurs

La surveillance de la dosimétrie individuelle est un des éléments du dispositif de radioprotection des travailleurs exposés aux rayonnements ionisants. Cette dosimétrie a pour objectif de fournir une mesure des doses reçues par l'organisme entier, ce qui permet de vérifier le respect de la limite de dose fixée par la réglementation. De plus, elle participe à la mise en œuvre du principe d'optimisation selon lequel les expositions doivent être maintenues au niveau le plus faible qu'il est raisonnablement possible d'atteindre (principe ALARA), grâce au suivi des doses individuelles et des doses collectives qui permet de détecter au plus tôt toute dérive des doses reçues lors d'un chantier.

EDF réalise annuellement un bilan des expositions reçues dans ses installations par ses personnels et par ceux de ces prestataires à partir des résultats de la dosimétrie opérationnelle. Après une diminution des doses collectives et individuelles opérationnelles pendant une dizaine d'années, la dose collective par réacteur a augmentée de 15 % pour l'année 2011 (0,71 h.Sv/réacteur contre 0,62 h.Sv/réacteur en 2010). EDF a expliqué cette augmentation par le report en 2011 d'un nombre important d'opérations de maintenance. EDF

prévoit, pour les années à venir, une poursuite de l'augmentation du volume de maintenance, du fait notamment du vieillissement des installations. Aussi, les efforts actuellement réalisés dans le cadre de la démarche ALARA devront être poursuivis, voire renforcés. Pour ce qui concerne les doses individuelles, il est à noter que la majorité de la population exposée a reçu, sur 12 mois glissants, une dose efficace inférieure à la limite de dose fixée pour les personnes du public (1 mSv). Par ailleurs, le nombre de travailleurs exposés ayant reçu une dose individuelle comprise entre 16 et 20 mSv (limite réglementaire) sur 12 mois glissants est resté faible (2 personnes en 2011 contre 3 en 2010 et 10 en 2009). Dans ce contexte général, tout relâchement des efforts actuellement réalisés pourrait rapidement conduire à une augmentation importante des doses individuelles et collectives.

D'après le bilan annuel établi par l'IRSN¹ à partir des données de la dosimétrie externe passive de 2011, 91 % du personnel d'EDF a reçu une dose individuelle inférieure à 1 mSv, la dose individuelle moyenne étant de 0,30 mSv. Une augmentation de 16 % de la dose collective passive du personnel d'EDF a également été observée entre 2010 et 2011.

La surveillance des doses dues aux neutrons concerne un peu plus de 10 % de l'effectif total surveillé en France par dosimétrie externe passive. Le bilan pour l'année 2011 de l'exposition du corps entier aux neutrons est une dose de 66,4 mSv pour l'ensemble des 2 730 travailleurs d'EDF concernés par le suivi de cette exposition. Le suivi de l'exposition des extrémités ne concerne qu'une

partie des travailleurs réalisant des tâches spécifiques (robinetiers...) et la dose totale mesurée correspondante s'élève à 88,5 mSv pour les 261 travailleurs d'EDF suivis. La dosimétrie vise à évaluer les doses reçues principalement au niveau des mains lors de chantiers particuliers pour lesquels la source de rayonnements se

La dosimétrie individuelle comporte une dosimétrie externe et une dosimétrie interne.

La **dosimétrie externe** consiste à mesurer les doses reçues par une personne exposée dans un champ de rayonnement (rayons X, gamma, bêta, neutroniques) généré par une source extérieure. Les dosimètres portés par les travailleurs permettent de connaître les doses reçues par le corps entier, soit en différé après lecture dans un laboratoire agréé (« dosimétrie passive »), soit en temps réel (« dosimétrie opérationnelle »). Le dosimètre opérationnel est équipé d'une alarme sonore et visuelle qui prévient l'agent de sa présence dans un champ de rayonnement dépassant certains seuils fixés au préalable

La **dosimétrie interne** permet d'évaluer la dose reçue suite à l'incorporation de substances radioactives (inhalation, ingestion). Cette dosimétrie est assurée par des examens anthroporadiométriques (mesures directes de la contamination interne) et des analyses radiotoxicologiques.

Les neutrons produisent, pour une dose donnée, des effets biologiques plus importants que les rayonnements X et γ , et, contrairement à ces derniers, ont des effets fortement dépendant de leur énergie (d'un facteur 5 à 20 selon l'énergie). Suivant les zones de travail, la gamme d'énergie des neutrons auxquels peuvent être exposés les travailleurs est très étendue : de 10^{-3} à 10^8 eV. A ceci s'ajoute le fait que, de par leur nature, les neutrons ne sont pas aisément détectables.

¹ Le rapport présentant ce bilan est téléchargeable depuis la page <http://www.irsn.fr/siseri> (onglet « bilan »)

trouve dans le matériel que l'intervenant doit modifier ou remplacer, ce qui entraîne un risque de dépassement de la limite réglementaire spécifique à cette exposition.

Le suivi de l'exposition interne des travailleurs intervenant dans les centrales nucléaires est en très grande partie (94 %) réalisé à l'aide d'examens anthroporadiométriques, autrefois appelés anthropogammamétries. L'effectif suivi en 2011 (personnels d'EDF et personnels des prestataires) a augmenté de 20 % par rapport à 2010 ; il a concerné en 2011 21 738 agents d'EDF et 22 412 prestataires. En 2011, 180 628 examens anthroporadiométriques ont été réalisés dans le cadre de la surveillance de routine et 8 622 examens dans le cadre de la surveillance spéciale ou de la surveillance de chantier². Le nombre d'examens dont le résultat a été considéré comme positif correspond à 0,2 % de l'ensemble des examens. En 2011, 64 travailleurs ont fait l'objet d'une évaluation de dose engagée. Aucune dose supérieure à 1 mSv n'a été enregistrée.

L'**anthroporadiométrie** consiste à quantifier l'activité retenue à un instant donné dans l'organisme entier ou dans un organe spécifique (poumons, thyroïde...) en détectant les rayonnements X ou γ associés à la désintégration du (ou des) radionucléide(s)

La **dose engagée**. En cas de contamination interne par un radionucléide, la dose dite engagée est celle délivrée sur toute la durée pendant laquelle le radionucléide est présent dans l'organisme. Par défaut, la période d'engagement est prise égale à 50

Le bilan des dépassements de limites réglementaires de dose sur 12 mois consécutifs, consolidé par l'IRSN au cas par cas à l'aide des données transmises par les laboratoires de dosimétrie passive et des conclusions des enquêtes réalisées par des médecins du travail, montre qu'aucun travailleur (d'EDF ou de prestataires intervenant chez EDF) n'a fait l'objet d'un dépassement, que ce soit en termes de dose efficace pour le corps entier ou de dose aux extrémités.

² Au sens de la norme NF ISO 20553 (2006) - Surveillance professionnelle des travailleurs exposés à un risque de contamination interne par des matériaux radioactifs.

EVENEMENTS, INCIDENTS, ANOMALIES

Aucun incident, ayant affecté en 2011 un réacteur du parc EDF, n'a constitué un risque grave pour l'installation, l'environnement ou les populations. Ce chapitre présente des événements et anomalies jugés significatifs par l'IRSN, qui concernent la conduite, la maintenance, mais aussi les études de conception.

Une démonstration de sûreté repose sur des expériences, des essais et des études. Malgré le soin apporté, par EDF et ses fournisseurs, à la qualité des méthodes d'étude d'accidents et à la vérification des logiciels utilisés, ces dernières années ont été marquées par la déclaration et le traitement de plusieurs anomalies d'études.

Lors d'un réexamen des incertitudes affectant les résultats des mesures effectuées lors des essais périodiques, l'IRSN a constaté que les incertitudes sur les résultats des mesures délivrés par certains capteurs de débit dans les lignes d'injection de sécurité des réacteurs de 900 MWe avaient été sous-estimées à la conception. Cela aurait pu mettre en cause le respect d'un critère nécessaire à la démonstration de sûreté.

Au cours des contrôles réalisés pendant la troisième visite décennale du réacteur n°1 de la centrale de Gravelines, en 2011, des défauts ont été mis en évidence par EDF dans une pénétration de fond de cuve. Ce défaut peut entraîner une fuite du circuit primaire.

Des défauts de réglage de certains supports de tuyauteries du circuit d'aspersion ont été constatés dans l'enceinte du réacteur n°1 de la centrale de Fessenheim. Les contrôles des supports de tuyauteries ont alors été étendus à l'ensemble des circuits importants pour la sûreté des réacteurs du parc électronucléaire français et ont amené EDF à réaliser des actions correctives.

Lors d'un incident dont l'origine est une défaillance du réseau principal électrique du réacteur n°1 de la centrale nucléaire du Tricastin, une succession de défaillances techniques et humaines a conduit au déversement d'eau contaminée dans le bâtiment du réacteur.

Plusieurs événements ont mis en évidence des lacunes en matière de surveillance et de conduite des installations depuis leur salle de commande, bien qu'EDF ait renforcé ses exigences concernant l'organisation du travail au sein des équipes de conduite. A titre d'illustration, l'IRSN présente un événement survenu en 2011 à la centrale de Cattenom.

Anomalies d'études dans la démonstration de sûreté

La réglementation française impose qu'une démonstration de sûreté soit établie par l'exploitant d'un réacteur. Cette démonstration repose, entre autres, sur des études de sûreté réalisées selon des méthodes de calcul bien définies et utilisant des logiciels qualifiés. L'IRSN analyse la qualification des logiciels, l'acceptabilité des méthodes et les résultats des études. Malgré le soin apporté par EDF à ces différentes étapes, des anomalies sont parfois mises en évidence, par l'exploitant ou par l'IRSN, dans les logiciels, dans les méthodes ou dans les études. L'impact d'une anomalie sur la sûreté peut être, selon le cas, réduit ou très étendu. L'IRSN est attentif à la bonne caractérisation de cet impact et au traitement associé. Ces dernières années ont été marquées par la déclaration de plusieurs anomalies et par des actions de surveillance menées par l'ASN et l'IRSN sur la gestion de ces anomalies par EDF.

La démonstration de sûreté

L'exploitant d'un réacteur doit apporter la démonstration de sa sûreté aux différentes étapes de sa vie. Par exemple, lors de la demande d'autorisation de création de l'installation, l'exploitant doit montrer dans un rapport préliminaire de sûreté que son « *projet permet d'atteindre, compte tenu de l'état des connaissances, des pratiques et de la vulnérabilité de l'environnement de l'installation, un niveau de risque aussi bas que possible dans des conditions économiquement acceptables* » (décret du 2/11/2007, article 10).



Rapports de sûreté des réacteurs nucléaires d'EDF

Un réacteur nucléaire est une installation complexe dans laquelle la présence de matières « fissiles » et de produits radioactifs induit des risques dont la maîtrise doit être assurée par différentes dispositions constituant des lignes de défense successives.

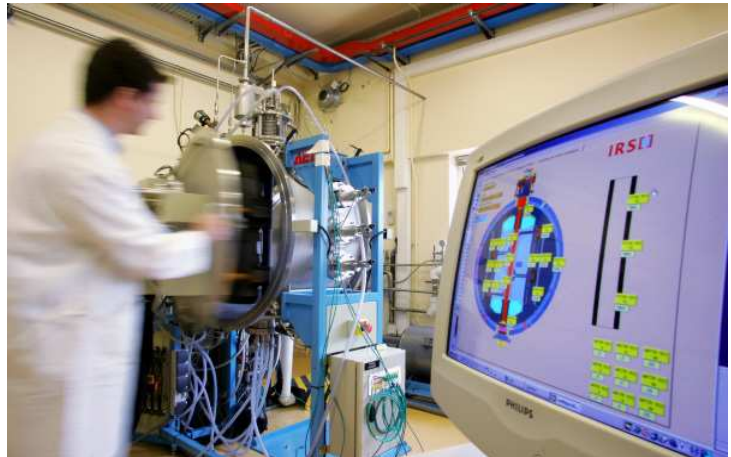
Pour cela, des études de sûreté sont réalisées pour vérifier que, même en supposant l'occurrence de défaillances diverses dans l'installation, les fonctions fondamentales de sûreté restent assurées.

L'importance des études dans la démonstration de sûreté

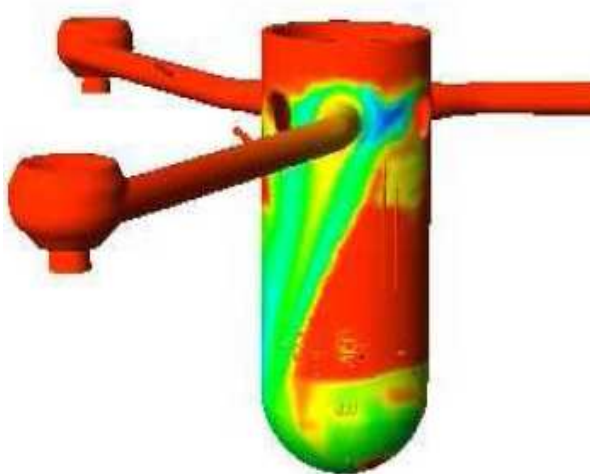
De manière générale, une démonstration de sûreté repose sur des expériences, des essais et des études.

Les expériences apportent entre autres une connaissance des phénomènes physiques susceptibles de se produire dans l'installation lors de différents types de défaillance. Par exemple, le CEA étudiait dans l'installation expérimentale BETHSY le comportement thermohydraulique des circuits primaire et secondaire en situation accidentelle.

Les essais permettent quant à eux de vérifier le bon comportement d'un matériel ou d'un système. Ils peuvent être réalisés hors de l'installation ou dans celle-ci.



Exemple d'installation expérimentale (four Intermezzo) et logiciel permettant l'interprétation de l'expérience © IRSN



Simulation d'un accident avec diminution de la concentration de bore dans la cuve d'un réacteur à l'aide d'un code tridimensionnel. Le bore dissous dans l'eau du circuit primaire absorbe les neutrons et permet donc de maîtriser la réaction nucléaire en chaîne. © IRSN

Les situations envisageables ne peuvent être reproduites que de manière très partielle dans des installations expérimentales, celles-ci ne pouvant jamais simuler tous les phénomènes physiques susceptibles d'intervenir pendant un accident.

Il est donc indispensable pour assurer la démonstration de la sûreté d'une installation de réaliser des études, c'est-à-dire des calculs qui simulent les accidents et permettent d'en évaluer les conséquences sur l'installation et son environnement.

Les logiciels

La complexité de ces calculs est extrêmement variable, allant de l'application de simples formules analytiques à des résolutions de modèles complexes simulant des phénomènes physiques en trois dimensions susceptibles d'interagir entre eux. Des logiciels ont été développés par les concepteurs de réacteurs nucléaires pour réaliser ces simulations numériques. Quelle que soit leur complexité, les logiciels utilisés doivent être qualifiés et leurs incertitudes doivent être prises en compte. Pour pouvoir expertiser avec pertinence les études d'accidents présentées par les exploitants, qui sont de plus en plus complexes, l'IRSN dispose de ses propres moyens de calcul.

Vérification d'un logiciel : la vérification d'un logiciel consiste en la réalisation d'un ensemble de tests qui visent à démontrer que les modèles et équations contenus dans le logiciel sont corrects et correctement résolus.

Qualification d'un logiciel : la qualification d'un logiciel consiste en la réalisation d'un ensemble de tests qui visent à vérifier l'aptitude du logiciel à simuler les phénomènes physiques représentés. Elle passe par la comparaison des résultats calculés à des données expérimentales ou à des résultats de calculs considérés comme références.

Incertitudes liées au logiciel : quelle que soit la qualité des modèles ou des équations contenus dans un logiciel, certains phénomènes physiques sont négligés ou mal calculés. De plus, même si les modèles étaient parfaits, les logiciels ne peuvent résoudre les équations correspondantes que de manière imparfaite. Il subsiste donc toujours des écarts entre la réalité et les résultats fournis par un logiciel, qu'on appelle incertitudes et qu'il faut considérer.

Les méthodes d'étude des accidents

Une méthode d'étude est une procédure définissant pour un accident donné, l'enchaînement des calculs nécessaires à la démonstration de la sûreté du réacteur, selon des règles et des hypothèses préétablies et choisies de manière à évaluer de manière pessimiste les conséquences de l'accident étudié. Une méthode suppose :

- l'identification des phénomènes physiques mis en jeu et leur modélisation ;
- des hypothèses pénalisantes à l'égard du phénomène redouté, comme l'ébullition de l'eau présente dans la cuve du réacteur ;
- des modalités de prise en compte des incertitudes ;
- l'utilisation de logiciels qualifiés ;
- la définition d'un ou plusieurs critères de sûreté à respecter ;
- des recommandations sur la démarche de sélection des accidents enveloppes.

Accident enveloppe : pour limiter le nombre d'accidents étudiés, l'accident le plus pénalisant d'une famille d'accidents du point de vue des conséquences est identifié et considéré comme enveloppe de la famille d'accidents.

L'IRSN analyse systématiquement la qualification des codes de calcul utilisés par les exploitants pour leurs démonstrations de sûreté, les méthodes mises en œuvre à cette fin ainsi que les études utilisant ces méthodes.

Des anomalies d'études

Malgré le soin apporté par EDF et ses fournisseurs à la qualité des méthodes d'étude des accidents et à la vérification des logiciels utilisés, des anomalies peuvent exister. Elles peuvent être mises en évidence directement par EDF, ou par l'IRSN dans le cadre de ses missions.

Anomalie concernant l'évaluation du risque de rupture de gaines de crayons combustibles

EDF étudie le risque de rupture de gaines de crayons combustibles en cas d'augmentation significative de la puissance dans les crayons. Cette étude nécessite de connaître l'état des crayons au moment de l'accident. Pour cela, EDF simule, à l'aide d'un logiciel, les puissances délivrées par les crayons au cours du temps au sein de chaque assemblage depuis sa première introduction dans le cœur, en tenant compte des positions des crayons dans le cœur, qui changent à chaque campagne d'irradiation. Du fait d'une erreur de programmation, le logiciel utilisé par cette étude a simulé de manière erronée le positionnement de certains crayons. De ce fait, la puissance de certains crayons était inexacte et le risque de rupture de gaines pouvait avoir été sous-évalué.

L'anomalie a été déclarée par EDF en janvier 2008. Le traitement de cette anomalie par l'exploitant a été examiné par l'IRSN lors de la transmission des études corrigées par EDF. Finalement, l'anomalie s'est révélée sans conséquence sur la sûreté car elle n'affectait pas les crayons les plus critiques en termes de risque de rupture de gaine identifiés dans la démonstration de sûreté.

Anomalie concernant l'évaluation du risque de retour en criticité après une diminution de la concentration du bore dans l'eau du circuit primaire

A l'arrêt, le cœur d'un réacteur doit être maintenu suffisamment sous-critique, notamment pour éviter l'irradiation du personnel travaillant à proximité. Le bore contenu dans l'eau du circuit primaire est le poison neutronique qui permet d'assurer la sous-criticité. EDF a étudié le risque associé à une diminution de la concentration du bore dans l'eau du circuit primaire lors d'un apport accidentel d'eau non borée. Or, l'étude transmise s'est avérée être affectée de plusieurs anomalies découvertes successivement :

- la cinétique de décroissance de la concentration de bore dans le circuit primaire était sous-évaluée du fait d'une sous-évaluation du débit d'apport d'eau « claire » (anomalie déclarée en mars 2009) ;
- la vitesse de refroidissement du circuit primaire considérée lors du passage des conditions à chaud aux conditions à froid était inférieure à la vitesse maximale autorisée par les spécifications techniques. Or, une augmentation de la vitesse de refroidissement entraîne une augmentation plus rapide de la réactivité du cœur et donc un retour en criticité plus précoce (anomalie déclarée en décembre 2010) ;
- la quantité d'eau borée dans le circuit primaire retenue par l'étude était surestimée du fait de la prise en compte de volumes d'eau non brassée ; ceci entraînait une sous-estimation de la rapidité de l'accident (anomalie déclarée en janvier 2012) ;
- le délai d'apparition de l'alarme permettant d'avertir l'opérateur d'une augmentation anormale du flux de neutrons était sous-estimé dans l'étude, du fait d'une erreur dans la modélisation de la réponse du dispositif de mesure

Le cœur du réacteur est :

- **sous-critique** lorsque le nombre de neutrons produits par la réaction en chaîne est inférieur au nombre de neutrons absorbés dans le réacteur C'est l'état requis d'un réacteur à l'arrêt ;
- **critique** lorsque le nombre de neutrons produits par la réaction en chaîne est égal au nombre de neutrons absorbés dans le réacteur, la réaction en chaîne s'entretenant alors d'elle-même C'est l'état « normal » d'un réacteur en puissance.

L'effet du modérateur : lorsque la température de l'eau diminue, sa densité augmente. Les neutrons issus des fissions sont alors davantage ralentis et donc davantage aptes à déclencher de nouvelles fissions. Ceci explique l'augmentation de la réactivité du cœur en cas de baisse de la température de l'eau.

correspondant ; l'alarme pouvait survenir trop tard et de ce fait l'opérateur ne disposerait plus de suffisamment de temps pour déterminer ce qui se passe et pour isoler la source de dilution. Pour pallier cette dernière anomalie, EDF a proposé de surveiller non plus le flux neutronique mais la concentration de bore à l'aide d'un appareillage spécifique. Ce dispositif de mesure existe déjà dans les installations d'EDF mais n'a pas été conçu pour assurer une telle fonction de sûreté (anomalie déclarée en mars 2005).

La plupart des anomalies sont en cours de caractérisation par EDF ou en cours d'instruction par l'IRSN. Dans l'attente d'une évaluation correcte du risque de retour en criticité, EDF a mis en place des dispositions transitoires pour diminuer la probabilité d'occurrence d'une diminution de la concentration de bore dans l'eau du circuit primaire et, le cas échéant, détecter cette diminution de la concentration de bore.

Anomalie de modélisation de la circulation naturelle dans la partie supérieure de la cuve avec le code CATHARE

En cas d'arrêt des pompes primaires, la circulation forcée de l'eau dans le circuit primaire s'arrête et une circulation naturelle s'établit. Dans cette situation, l'objectif de conduite est d'atteindre un état sûr en procédant à un refroidissement du circuit primaire par les générateurs de vapeur et à une dépressurisation de ce circuit. La circulation de l'eau sous le couvercle de la cuve étant très faible, cette zone reste chaude et retarde la dépressurisation.

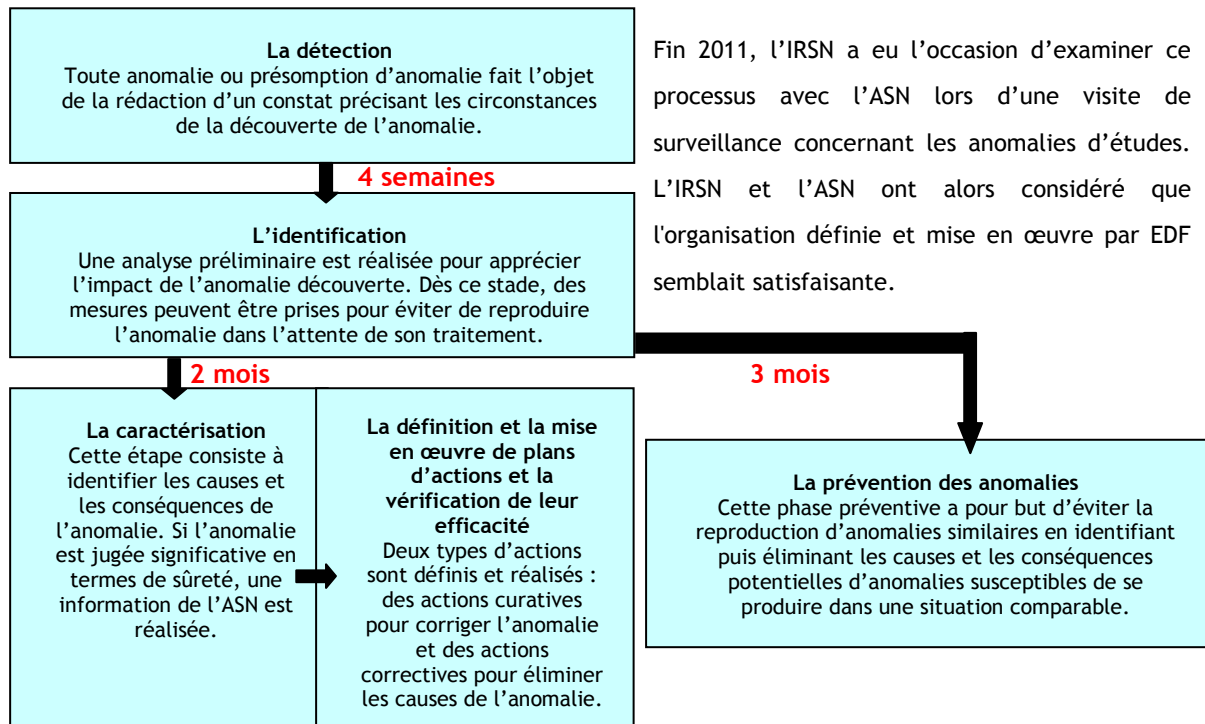
EDF a constaté que la modélisation de la zone située en dessous du couvercle de la cuve dans le code thermohydraulique CATHARE ne permettait pas de rendre compte des phénomènes observés (formation d'une bulle de vapeur sous le couvercle de la cuve) lors de situations réelles (essais, incidents). Ces insuffisances de modélisation étaient susceptibles de ralentir voire de modifier les transitoires calculés de repli à long terme et de conduire à une augmentation des rejets calculés, ou encore de conduire à la définition d'une stratégie de conduite inappropriée. Aussi, les résultats de certaines études d'accident du rapport de sûreté pouvaient être mis en cause. Cependant, les premières conclusions de l'analyse de « l'écart » par EDF ont montré que l'impact sur les études de sûreté devrait être faible.

Le code CATHARE est un code de thermohydraulique développé par le CEA et financé par EDF, AREVA, CEA et IRSN ; ce code permet notamment de simuler les écoulements dans le circuit primaire et le circuit secondaire.

Cette anomalie a fait l'objet d'une déclaration à l'ASN en janvier 2010. La caractérisation de cette anomalie jusqu'à la détermination de ses conséquences thermohydrauliques et mécaniques sur les transitoires concernés est en cours.

Processus EDF de gestion des anomalies d'études

Pour gérer les anomalies d'études, EDF a mis en place un processus en cinq étapes (cf. schéma ci-dessous) ; les objectifs visés en termes de délais de traitement des anomalies sont renseignés sur ce schéma.



Fin 2011, l'IRSN a eu l'occasion d'examiner ce processus avec l'ASN lors d'une visite de surveillance concernant les anomalies d'études. L'IRSN et l'ASN ont alors considéré que l'organisation définie et mise en œuvre par EDF semblait satisfaisante.

Cependant, l'examen de différents dossiers d'anomalies d'études a conduit à identifier des pistes d'amélioration dans le suivi de ces anomalies, concernant en particulier :

- les délais de traitement ;
- les actions garantissant la communication des anomalies d'études à l'ensemble des entités d'EDF susceptibles d'être concernées ;
- les risques de cumul d'anomalies entraînant une réduction des marges de sûreté.

Conclusions

Les études sur lesquelles EDF s'appuie pour réaliser la démonstration de la sûreté de ses réacteurs font appel à des simulations numériques et à des méthodes de plus en plus complexes (calculs à trois dimensions, couplage multiphysique ...). Cette complexification entraîne inéluctablement des risques d'anomalies. Lorsqu'une anomalie est déclarée par EDF, l'IRSN examine le traitement de cette anomalie par l'exploitant : il s'attache notamment à vérifier l'exhaustivité de l'analyse d'impact de l'anomalie et l'efficacité des actions correctives mises en œuvre et suit le bon déroulement du plan d'actions.

Néanmoins, ces anomalies mettent en évidence la nécessité d'une amélioration de la qualité des études ainsi que la nécessité de préserver des marges significatives dans les démonstrations de sûreté.

Déséquilibre de débit entre lignes d'injection de sécurité des réacteurs de 900 MWe

Afin de s'assurer que les fonctions importantes pour la sûreté d'un réacteur restent disponibles tout au long de l'exploitation de celui-ci, l'exploitant réalise périodiquement des essais destinés à vérifier que les limites de fonctionnement retenues dans la démonstration de sûreté sont bien respectées. Dans le cadre d'un réexamen global des incertitudes sur les résultats des mesures relevés lors des essais périodiques, l'IRSN a constaté que les incertitudes dues à certains capteurs de débit dans les lignes d'injection de sécurité des réacteurs de 900 MWe, avaient été sous-estimées à la conception, ce qui pouvait mettre en cause le respect d'un critère de sûreté. D'une part, EDF a mis en place des dispositions provisoires permettant d'assurer le respect de ce critère, voire de remettre en conformité l'installation, d'autre part, il a engagé des études pour définir une disposition définitive qui sera évaluée par l'IRSN.

Le système d'injection de sécurité

En fonctionnement normal, le combustible nucléaire est refroidi par de l'eau borée circulant dans le circuit primaire. En cas de brèche dans ce circuit, le système de protection du réacteur déclenche l'arrêt de celui-ci et le démarrage automatique du système d'injection de sécurité. Ce système de sauvegarde injecte de l'eau borée dans le circuit primaire, dans un premier temps à partir d'un réservoir, afin :

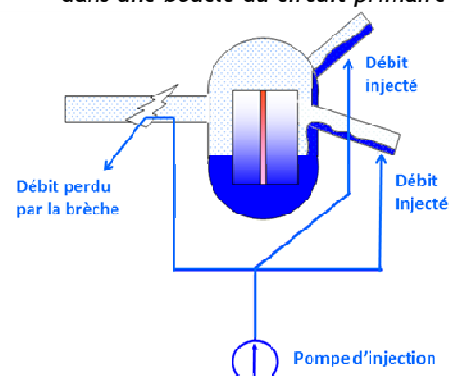
- de maintenir le réacteur sous-critique ;
- d'éviter le dénoyage du combustible nucléaire en apportant de l'eau compensant celle qui s'écoule par la brèche ;
- d'évacuer la puissance résiduelle qui continue de se dégager du combustible après l'arrêt du réacteur.

Le système d'injection de sécurité est conçu pour refroidir le cœur du réacteur avec un débit suffisant, quelle que soit la taille de la brèche dans le circuit primaire. Une telle brèche provoque une chute de pression, dont l'importance est fonction de la taille de la brèche. Afin d'assurer le maintien d'un débit de refroidissement suffisant dans toutes les conditions de fonctionnement (pression, le système comporte trois moyens d'injection) :

- des pompes d'injection à haute pression (ISHP pompes de charge) ;
- des réservoirs d'eau borée sous pression connectés directement au circuit primaire et se déchargeant dès que la pression primaire descend en dessous d'un seuil préétabli ;
- des pompes d'injection à basse pression (pompes ISBP).

L'injection est réalisée par des lignes dédiées.

Schéma de l'injection en cas de brèche dans une boucle du circuit primaire



Les réacteurs de 900 MWe comprennent trois boucles de circulation d'eau pour le refroidissement du cœur. Une brèche peut affecter n'importe laquelle de ces trois boucles. Une partie de l'eau injectée s'échappe alors par la brèche ; pour limiter cette perte, un équilibrage des débits envoyés dans les lignes d'injection est réalisé lors de la première mise en service du réacteur. Chaque ligne est équipée à cet effet de vannes à pointeau permettant d'ajuster les débits. Dans la démonstration de sûreté, un déséquilibre maximal de 6 %, incertitudes comprises, a été supposé. Le respect de ce critère de sûreté est périodiquement vérifié lors d'essais réalisés à l'occasion des arrêts pour rechargement, à partir de mesures de la perte de pression par frottement le long d'une tuyauterie droite (appelée « tube Barton ») équipant chaque ligne d'injection. En cas de dérive de l'équilibre entre les lignes d'injection, le réglage initial des vannes à pointeau est repris.

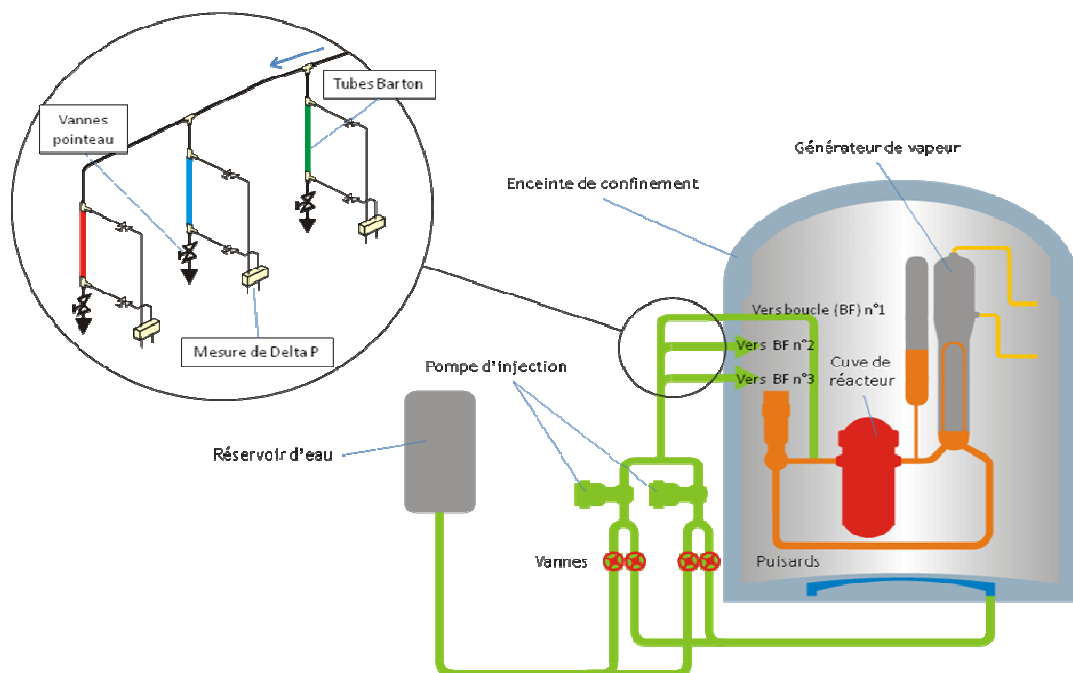


Schéma des trois lignes du système d'injection de sécurité avec l'instrumentation initiale et les vannes à pointeau

L'origine de l'anomalie

A la conception des réacteurs de 900 MWe, le choix du procédé de mesure des débits dans les lignes du système d'injection de sécurité s'est arrêté sur une technologie sans exigence particulière sur les incertitudes de mesure. L'incertitude associée à ces mesures a été fixée de manière forfaitaire par le constructeur à 1 %, incertitude compatible avec le déséquilibre maximal retenu dans les études d'accidents, qui est de 6 %. Dans le cadre d'une instruction technique sur les incertitudes des mesures réalisées lors des essais périodiques, l'IRSN a demandé à EDF une justification des incertitudes estimées pour ce dispositif de mesure du débit. Il s'est avéré que l'incertitude associée au dispositif utilisé était largement sous-évaluée, mettant ainsi en question le respect du critère de sûreté relatif au déséquilibre maximal de débit acceptable entre lignes d'injection.

Ce type d'instrumentation est présent uniquement sur les réacteurs du palier 900 MWe, les autres réacteurs de 1300 et 1450 MWe, de conception plus récente, étant équipés d'un organe déprimogène plus précis, dont l'incertitude est compatible avec la vérification du respect du critère de sûreté.

Les conséquences sur la sûreté

Les études menées par EDF ont montré que, pour certaines tailles de brèche, et pour des valeurs de déséquilibre supposées très élevées, les débits injectés dans le circuit primaire pourraient ne pas permettre d'assurer le respect du critère retenu pour les études d'accident du rapport de sûreté. Les conséquences pourraient être une dégradation du combustible plus forte que prévu, faute d'un refroidissement suffisant. Dès lors, le dispositif actuel ne convient pas et doit être modifié.

Le traitement de l'anomalie par EDF

La mise en place d'une solution définitive adéquate pour tous les réacteurs de 900 MWe nécessitera des interventions importantes, donc de longs délais pour la préparation et la réalisation des modifications, non compatibles avec la vérification et, le cas échéant, le rétablissement au plus tôt de l'équilibre entre les lignes d'injection. C'est pourquoi, EDF a proposé une stratégie de traitement en deux phases. Une disposition provisoire consistant à remplacer la mesure de débit par une mesure de vitesse du fluide à l'aide de sondes ultrasonores disposées au contact des tuyauteries, disposition qui ne nécessite pas de démontage de tuyauteries, a tout d'abord été mise en place.

Cette disposition a préalablement été testée dans un centre d'essais afin de déterminer les incertitudes de mesure des sondes ultrasonores. L'incertitude associée à la mesure délivrée par ces sondes est de 2,82 %, ce qui permet



*Principe d'une sonde ultrasonore
disposée au contact d'une tuyauterie*

d'obtenir une incertitude sur la mesure du déséquilibre entre les trois lignes d'injection cohérente avec ce qui a été retenu pour les études de sûreté. L'IRSN a recommandé qu'EDF vérifie, lors des essais in situ, la cohérence entre la somme des mesures délivrées par chacune des sondes ultrasonores associées à une boucle de refroidissement et le débit total mesuré par un capteur d'exploitation placé sur la ligne commune d'injection en aval de la connexion des trois boucles.

EDF a ensuite réalisé, avec ce dispositif, la vérification de l'équilibrage des débits pour chaque réacteur, avec l'objectif d'avoir vérifié tous les réacteurs de 900 MWe fin 2013. L'IRSN a considéré que cette échéance était trop lointaine et a recommandé que les mesures soient réalisées avant la fin de 2012, ce à quoi EDF s'est finalement engagé. A la fin de l'année 2011, 18 réacteurs avaient été contrôlés. Pour la plupart d'entre eux, le critère d'équilibre n'était pas respecté, ce qui a nécessité une reprise du réglage de l'ouverture des vannes à pointeau.

La mise en œuvre de la mesure par sondes ultrasonores, qui évite un démontage des tuyauteries, s'avère toutefois complexe et contraignante, ce qui a conduit EDF à étudier et proposer un autre dispositif présentant plus de facilités d'exploitation. Fin 2011, EDF a proposé d'installer un dispositif mesurant la pression aux bornes d'un organe déprimogène (tube de Venturi). Selon EDF, la précision obtenue avec cet organe déprimogène, de l'ordre de 1 %, est compatible avec l'exigence de sûreté. EDF prévoit de mettre en place cette modification pour la première fois au second semestre 2014 et de la généraliser entre 2015 et 2018 à l'ensemble des réacteurs de 900 MWe. La mise en place de cette modification nécessitera une autorisation de l'ASN, le dossier technique correspondant sera expertisé par l'IRSN.

Défauts dans une pénétration du fond de cuve du réacteur n° 1 de la centrale de Gravelines

Les gros composants du circuit primaire des centrales à eau sous pression (cuve, générateurs de vapeur, pressuriseur) sont en acier ferritique. Leur surface intérieure est revêtue d'acier inoxydable pour les protéger de l'oxydation par le fluide primaire ; ces composants comportent aussi certains éléments en Inconel 600, un alliage à base de nickel. Lors d'un contrôle réalisé pendant la troisième visite décennale du réacteur n° 1 de la centrale de Gravelines, en 2011, des défauts ont été mis en évidence par EDF dans une pénétration en inconel 600 du fond de cuve. Ce contrôle était réalisé dans le cadre du programme de surveillance des différentes zones en inconel du circuit primaire. Ces défauts qui pourraient mettre en cause l'intégrité du circuit primaire, appellent une réparation pérenne dans les meilleurs délais.

Lors des contrôles par ultrasons des pénétrations du fond de cuve (PFC) du réacteur n°1 de la centrale de Gravelines, à l'occasion de sa troisième visite décennale en septembre 2011, deux défauts d'environ 10 mm de profondeur attribués à une corrosion sous contrainte (CSC) ont été découverts sur la PFC n° 4. Aucune trace de fuite n'a été détectée au droit de cette pénétration lors de l'examen télévisuel du fond de la cuve après l'épreuve hydraulique.

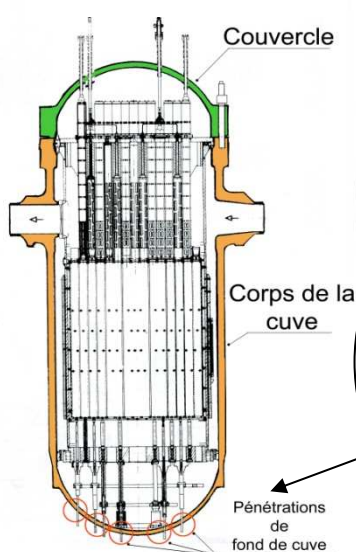


Schéma de la cuve et des pénétrations du fond de cuve

Les pénétrations du fond de cuve (environ une cinquantaine pour un réacteur de 900 MWe) sont des tubes qui permettent l'insertion dans la cuve de sondes pour mesurer le flux neutronique dans le cœur du réacteur.

Ces tubes sont en inconel 600, un alliage à base de nickel résistant à la corrosion, et présentant un coefficient de dilatation proche de celui de l'acier ferritique. Les tubes, d'une épaisseur d'environ 11 mm, sont fixés sur le fond de la cuve par une soudure d'angle entre la pénétration et un beurrage en inconel réalisé préalablement sur la surface intérieure de la cuve. Les PFC des cuves françaises, au contraire de certaines cuves de centrales étrangères, ont subi en fin de fabrication, sauf quelques rares exceptions bien identifiées, un traitement thermique de détensionnement final. Ce traitement thermique à 600 °C pendant plusieurs heures limite l'importance des contraintes résiduelles de fabrication et réduit les risques de corrosion sous contrainte par rapport aux éléments non détensionnés.

Ces contrôles ont été effectués au titre de la surveillance des zones en inconel 600. En effet, le retour d'expérience des centrales françaises en exploitation, et le retour d'expérience international ont montré que les différentes zones en inconel du circuit primaire peuvent être le siège de fissurations par CSC favorisées par une température élevée et des contraintes importantes.

La corrosion sous contrainte de l'inconel 600

Des premiers cas de corrosion de zones en inconel ont été constatés dès le début des années 80, sur des tubes de générateurs de vapeur (Fessenheim 1, Bugey 2). Ce mode de dégradation, non retenu à la conception, a conduit dans un premier temps à boucher des tubes pour limiter les fuites entre circuit primaire et secondaire, puis à remplacer certains générateurs de vapeur.

D'autres cas de corrosion ont été constatés en 1989 concernant des piquages d'instrumentation des pressuriseurs de réacteurs de 1300 MWe et, en 1991, concernant des adaptateurs du couvercle de la cuve du réacteur n°3 de la centrale de Bugey (ces adaptateurs permettent le passage à travers le couvercle des tiges des grappes de commande du réacteur ou de dispositifs de mesure de la température du cœur de celui-ci).

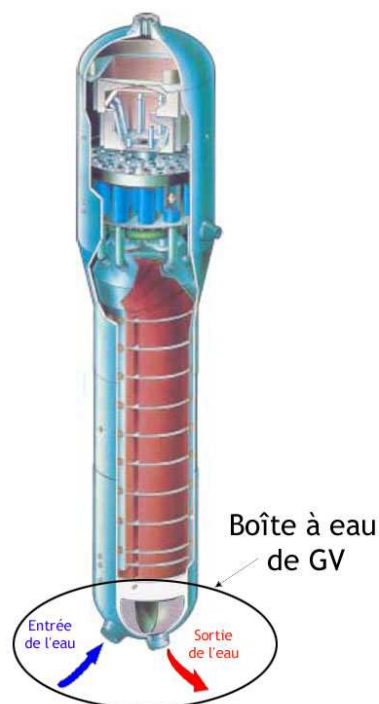
Après ces incidents, EDF a remplacé les piquages des pressuriseurs concernés. Il a également progressivement remplacé les couvercles des cuves des réacteurs de 900 MWe et de 1300 MWe par des couvercles équipés d'adaptateurs en inconel 690, un alliage moins sensible à la corrosion.

A la même époque, EDF a constitué un dossier «zones en inconel » qui identifie l'ensemble des zones en inconel 600, les hiérarchise sur la base d'une évaluation des risques d'amorçage d'une fissuration par CSC, et définit un programme de surveillance ciblé sur les zones jugées les plus sensibles du fait notamment d'aléas de fabrication. Les PFC avaient été identifiées, dès cette époque, comme des zones sensibles et le programme initial d'EDF prévoyait :

- un contrôle télévisuel de l'extérieur du fond de la cuve lors des visites décennales, avant et après l'épreuve hydraulique,
- un contrôle périodique par ultrasons de l'ensemble des PFC des 11 cuves les plus sensibles selon un calendrier préétabli.

L'expertise de ce dossier réalisée par l'IRSN en 1999 l'a conduit à recommander la réalisation d'un contrôle par ultrasons des PFC de toutes les cuves à l'occasion de leur troisième visite décennale.

Le programme de contrôle des PFC a été amendé en 2007, après la découverte de fissurations dans certaines boîtes à eau de générateurs de vapeur (GV) et l'apparition de fuites de deux PFC de la cuve de la centrale de South Texas 1 aux États-Unis en 2003 après seulement 15 ans d'exploitation (Les PFC de la cuve de South Texas 1 n'étaient pas détensionnées).



Le programme de contrôles initialement retenu a alors été étendu à 35 des 54 cuves du parc des réacteurs de 900 MWe et de 1300 MWe, ce qui permet ainsi de couvrir la variété des différentes coulées d'alliage utilisées pour les PFC.

Une coulée désigne un volume de métal liquide élaboré par l'aciériste pour fournir le matériau avec lequel seront fabriquées les pièces métalliques. Chaque coulée a une composition chimique qui lui est propre.

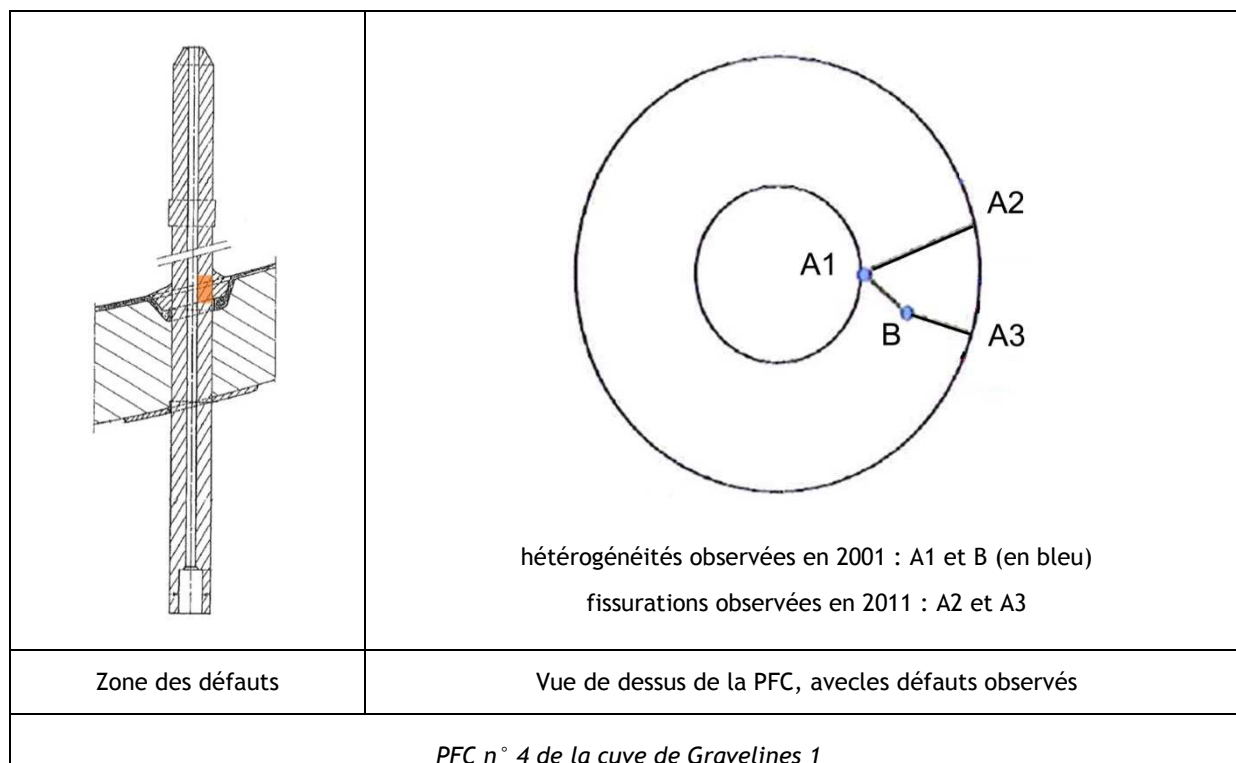
Au titre de ce programme, fin 2011, les PFC de certaines cuves n'avaient pas fait l'objet de contrôles par ultrasons à l'occasion de leur troisième visite décennale, et seul un examen télévisuel externe du fond de la cuve avait été réalisé. Pour ces cuves, les PFC, soit n'avaient jamais été contrôlées par ultrasons, soit n'avaient pas été contrôlées depuis 10 ans.

Le cas de la PFC n° 4 du réacteur n° 1 de la centrale de Gravelines

La cuve du réacteur n° 1 de la centrale de Gravelines fait partie des 11 cuves du programme de surveillance initial d'EDF, à cause de la présence d'une PFC tordue accidentellement et redressée après le traitement thermique final de la cuve. Cette singularité de fabrication, qui augmente les contraintes résiduelles, induisait théoriquement une augmentation du risque de corrosion sous contrainte de cette PFC particulière.

Pour les PFC sans singularité, dans la dernière version du dossier "zones en inconel", le temps d'amorçage de la CSC estimé par EDF était supérieur à 60 ans.

La PFC n° 4 est une PFC détensionnée thermiquement et non redressée (car non tordue). Elle a suivi le cycle de fabrication normal, à la différence de la pénétration redressée évoquée plus haut.



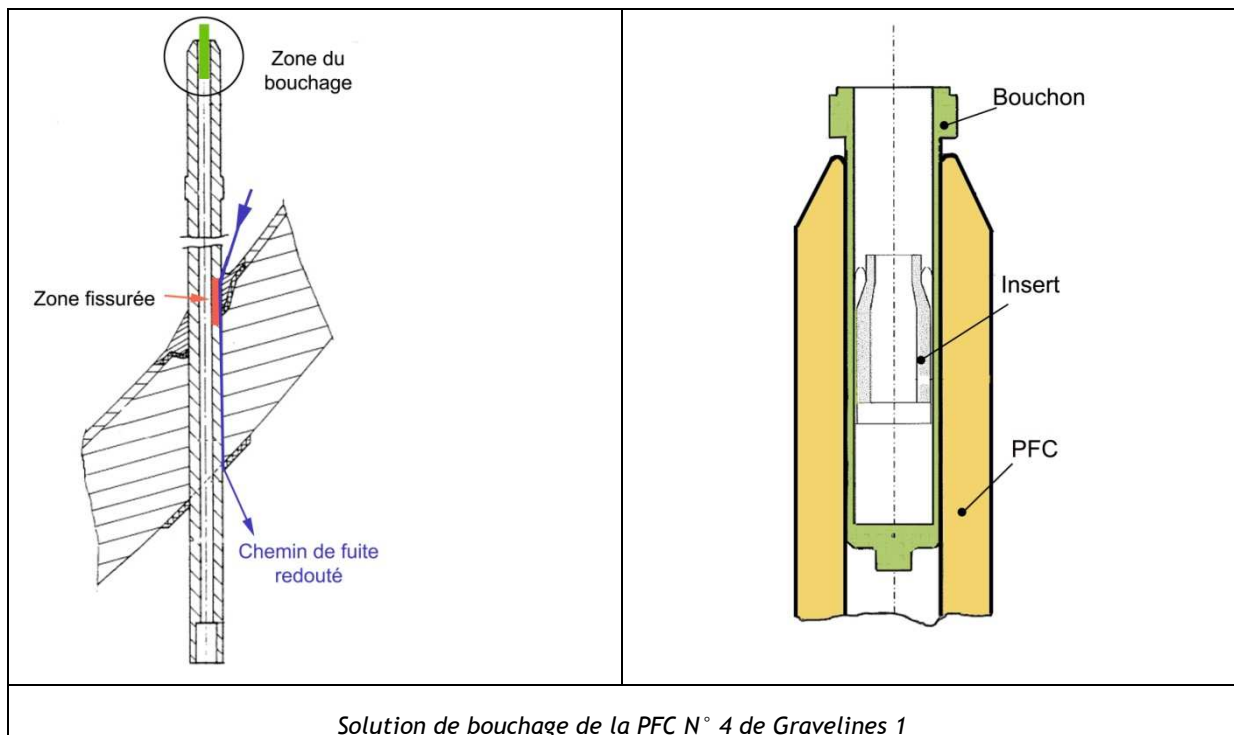
Lors du contrôle par ultrasons de la cuve réalisé en 2001, la PFC n° 4 du réacteur n° 1 de la centrale de Gravelines ne présentait pas de fissuration. Seules deux hétérogénéités métallurgiques datant de la fabrication, de 2 à 3 millimètres de profondeur et de quelques centimètres de longueur, avaient été mises en évidence. Elles n'avaient pas été considérées pouvoir entraîner un risque de fissuration.

Les fissurations découvertes lors des contrôles programmés en 2011 sont localisées dans la zone des deux hétérogénéités observées en 2001. EDF a considéré que la fissuration par CSC relevée est quasi traversante, bien qu'aucune trace de fuite n'ait été observée.

Ces fissurations seraient dues à la propagation d'un défaut de fabrication par corrosion sous contrainte au contact du fluide primaire. Seule une expertise en laboratoire d'un prélèvement dans la zone des défauts permettrait de vérifier cette hypothèse. L'IRSN a recommandé que l'exploitant étudie la faisabilité d'un tel prélèvement.

Risques liés à la fissuration constatée

Bien que des études de faisabilité des solutions possibles de réparation envisageables aient commencé dès le milieu des années 1990, EDF ne disposait pas encore en 2011 de solution qualifiée de remplacement ou de réparation d'une PFC. La solution utilisée pour la réparation des deux PFC fissurées de la cuve de South Texas 1 (remplacement partiel et mise en place par un procédé de soudage particulier d'une demi-pénétration insensible à la CSC) n'est pas qualifiée en France. Aussi, seule une obturation par bouchage, réalisable à court délai, a été proposée et mise en œuvre par EDF pour traiter le cas de la PFC n°4 de Gravelines 1, les défauts observés dans la PFC étant laissés en l'état. Plus précisément, la solution retenue a consisté à obturer la PFC dans sa partie supérieure à l'aide d'un bouchon qui est expansé grâce à un insert conique. Ce bouchon qui est similaire à ceux de plus petit diamètre utilisés couramment pour obturer des tubes de générateurs de vapeur permet d'isoler l'intérieur de la PFC du fluide primaire. L'IRSN a considéré que cette solution ne permettait pas de restaurer le niveau initial de sûreté de la PFC, le bouchage ne permettant pas d'exclure certains scénarios de fuite. En effet, une fuite non détectée au droit d'une PFC à l'interface avec la cuve, pourrait conduire à un contact de l'acier de la cuve avec l'acide borique du fluide primaire pendant un cycle de fonctionnement du réacteur (soit plusieurs mois), et à une corrosion de l'acier de la cuve.



Solution de bouchage de la PFC N° 4 de Gravelines 1

Les études du rapport de sûreté considèrent la défaillance d'une PFC sous la forme d'une fuite de diamètre équivalent au diamètre intérieur de la PFC (15,5 mm) et montrent que la fuite peut être compensée par les systèmes d'appoint en eau existants. Des études complémentaires ont montré que la rupture de deux PFC pour les réacteurs 900 MWe ou de trois PFC pour les réacteurs 1300 MWe ne conduirait pas à un dénoyage du cœur du réacteur. Toutefois, compte tenu de la corrosion observée de l'acier du couvercle de la cuve de la centrale de Davis Besse, l'IRSN a estimé qu'une brèche de taille supérieure à celle mentionnée ci-dessus ne peut pas être totalement exclue.

Par ailleurs, la solution de bouchage retenue par EDF, qui ne permet pas un contrôle ultérieur des fissurations laissées en place sans démontage du bouchon, ne pouvait du point de vue de l'IRSN, être qu'une solution provisoire. Elle devait donc être accompagnée de dispositions compensatoires apportant des garanties suffisantes qu'une fuite éventuelle, susceptible de mettre en contact le fluide primaire et l'acier de la cuve, serait détectée rapidement.

En vue de redémarrer le réacteur, EDF a obturé la PFC n° 4 du réacteur n° 1 de la centrale de Gravelines et mis en place un dispositif de détection dans le puits de cuve, qui suit en continu les variations du taux d'humidité de l'air ambiant ; un tel dispositif a déjà été utilisé par des exploitants étrangers. Placé sous le calorifuge au droit de la PFC près de la surface extérieure du fond de la cuve, ce dispositif a fait l'objet de tests de sensibilité avant le redémarrage du réacteur.

Un contrôle à mi-cycle par examen télévisuel du fond de la cuve sera par ailleurs réalisé afin de vérifier l'absence effective de toute fuite au droit de la PFC. Avec l'ensemble de ces dispositions, le réacteur a été autorisé à redémarrer après un arrêt prolongé de plusieurs mois, dans l'attente d'une réparation définitive.

En parallèle, des réflexions ont été engagées pour définir les compléments et adaptations à apporter aux programmes de surveillance en vigueur des zones en Inconel 600 du circuit primaire, et pour mettre au point des modalités de réparations.

Conclusions

La fissuration par corrosion sous contrainte observée sur une pénétration du fond de la cuve du réacteur n° 1 de la centrale de Gravelines est le premier cas rencontré au monde pour une pénétration en inconel 600 détensionnée. Cette fissuration inattendue d'EDF confirme la prudence avec laquelle il convient de considérer les prévisions du comportement des zones en inconel. Elle confirme également la nécessité d'inspections en service à des périodicités adaptées pour détecter au plus tôt l'apparition de dommages. Elle met aussi en évidence l'anticipation nécessaire de solutions de réparation ou de remplacement, même complexes.

Anomalies concernant des supports de tuyauteries




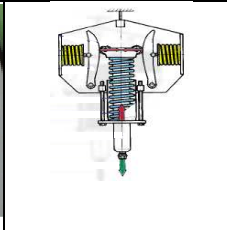

Des défauts de réglage ont été constatés sur certains supports de tuyauteries du circuit d'aspersion dans l'enceinte du réacteur n° 1 de la centrale de Fessenheim. Ces supports, dits « à portance constante », sont destinés à reprendre les efforts dus au poids de la tuyauterie sans entraver, ni sa libre dilatation thermique, ni les déplacements différentiels de ses ancrages, sous l'effet d'un séisme notamment. Les contrôles des supports ont alors été étendus à l'ensemble des circuits importants pour la sûreté des réacteurs du parc électronucléaire français. Ils ont mis en évidence des écarts de réglage sur plusieurs réacteurs. De telles anomalies, non corrigées, pourraient conduire à des dépassements des efforts retenus à la conception pour les tuyauteries et à des endommagements des installations.

Qu'est-ce qu'un « support poids » et un « support à portance constante » ?

Les « supports poids » ont pour rôle de supporter le poids de tuyauteries sans entraver, ni leur libre dilatation thermique, ni les déplacements différentiels de leurs ancrages sous des efforts tels que ceux dus à un séisme. On détermine la nature des supports à mettre en place en fonction des efforts et des déplacements admissibles. Parmi les « supports poids », on mentionnera ici les « supports à portance constante », généralement équipés de ressorts, qui sont utilisés lorsque les déplacements verticaux des tuyauteries peuvent dépasser 40 mm.

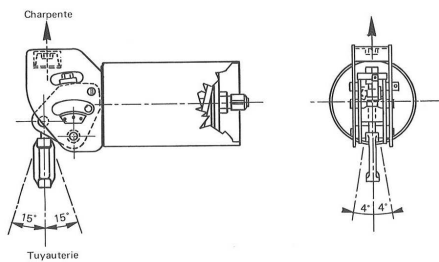
Les supports à portance constante sont des supports dont la réaction reste constante quelle que soit leur position. Il existe deux conceptions de « supports à portance constante », ceux à contrepoids et ceux à ressorts compensés. Les premiers fonctionnent à l'aide de leviers ou à l'aide de câbles et de poulies, et sont d'un réglage facile (par déplacement ou modification de la charge du contrepoids) ; par contre, ils deviennent encombrants lorsque la charge nominale augmente. Les seconds sont à ressorts compensés et fonctionnent avec des systèmes de leviers et de ressorts permettant d'obtenir une faible variation de portance ; les plus courants contrebalancent la variation de réaction du ressort par une variation concomitante d'un bras de levier.

Plusieurs technologies de « supports à portance constante » équipent les centrales nucléaires françaises, d'où la diversité des matériels utilisés. Quelques types sont présentés ci-dessous :

				
<i>support à pivot</i>	<i>Support à contrepoids</i>	<i>à support à ressort en opposition</i>	<i>support avec un ressort principal et deux ressorts latéraux</i>	

Découverte des anomalies

En 2009, lors de la troisième visite décennale du réacteur n°1 de la centrale de Fessenheim, l'exploitant a constaté que, sur 17 « supports à portance constante » d'une même technologie (dite de type 1 dans la suite du texte) équipant le circuit d'aspersion dans l'enceinte, 13 présentaient un mauvais réglage.



« Supports à portance constante » à pivot utilisé pour le système d'aspersion dans l'enceinte à Fessenheim.

Parmi ces 13 supports, six auraient pu se bloquer et empêcher les déplacements horizontaux prévus de la tuyauterie, entraînant des contraintes mécaniques excessives, qui pouvaient mettre en cause le bon fonctionnement, voire l'intégrité du circuit. A la suite de ce constat, les services centraux d'EDF ont demandé à chaque centrale de vérifier que le réglage des « supports à portance constante » de type 1 était bien contrôlé selon la périodicité prévue par les programmes de maintenance des canalisations de l'îlot nucléaire et que les procédures de contrôle précisaient bien les valeurs de réglage à respecter.

Analyse de l'IRSN

Du fait des risques associés à des réglages incorrects de supports pour la tenue de circuits importants pour la sûreté, l'IRSN, a recommandé que des contrôles et, si nécessaire, des remises en conformité soient effectués dans toutes les centrales, dès la constatation des premiers écarts. Cette recommandation concernait non seulement les supports de type 1, mais également l'ensemble des « supports à portance constante » équipant le parc de centrales électronucléaires français, et ceci sans attendre la périodicité prévue par les programmes de maintenance.

Début 2010, des contrôles ont été réalisés pour l'ensemble des « supports à portance constante » des réacteurs qui étaient à l'arrêt pour rechargement. Ils ont permis de mettre en évidence des anomalies pour d'autres réacteurs. Les réacteurs concernés ont été autorisés à redémarrer après remise en conformité des supports en question.

Les « supports à portance variable » ont la même fonction que les « supports à charge constante » mais ils sont utilisés lorsque les déplacements verticaux de la tuyauterie sont inférieurs à 40 mm ou lorsque les variations de charge des tuyauteries en fonctionnement normal ne dépassent pas 25 %.

En avril 2010, l'IRSN a également recommandé que les « supports à portance variable », qui, tout comme les « supports à portance constante », sont des « supports poids », avec un ressort travaillant en compression, soient également examinés.

Lors de visites de routine dans les centrales de Gravelines et du Blayais, des tiges filetées rompues ont été découvertes sur des « supports à portance variable » du circuit de vapeur principal. Ces découvertes fortuites ont conforté l'IRSN dans la nécessité d'engager des contrôles de tous les « supports à portance variable » du parc nucléaire français.

Localisation de la rupture de la tige filetée rompue du support du réacteur n°1 de la centrale du Blayais



Stratégie de traitement des écarts retenue par EDF

A partir du mois d'août 2010, EDF a procédé à une vérification documentaire des contrôles réalisés depuis la mise en service des centrales, concernant les « supports à charge constante » de tous les systèmes importants pour la sûreté. Des examens visuels in situ ont alors été entrepris pour vérifier la conformité des réglages. Fin 2011, tous les contrôles et examens étaient réalisés.

Les résultats de l'enquête documentaire ont montré des disparités importantes entre les sites ; de plus, globalement, peu de relevés ont pu être retrouvés et exploités. Les contrôles in situ ont permis de constater la présence de supports bloqués et de supports dont le réglage limitait les déplacements. A la suite de cette enquête, EDF a entrepris la rédaction de méthodes pour les relevés et les contrôles. Des études mécaniques et fonctionnelles ont été engagées, ainsi qu'une vérification des valeurs de réglage attendues. En parallèle, sur le terrain, des remises en conformité des supports présentant des anomalies observées ont été réalisées.

En janvier 2011, à la demande de l'ASN, EDF a déclaré un écart de conformité générique. Puis, en mars 2011, EDF a ouvert une étude approfondie appelée « affaire parc » en étendant le périmètre des actions à entreprendre aux supports des circuits primaires et secondaires et aux « supports à portance variable », en vue de réaliser un état des lieux des supports, de traiter les écarts et de faire évoluer le référentiel.

Début 2012, les services centraux d'EDF ont demandé à toutes les centrales d'engager au plus tôt les contrôles de tous les « supports à portance variables » présents dans leurs installations. Le nombre de ces supports (environ 30 000) étant dix fois supérieur à celui des « supports à portance constante », leurs contrôles seront étalés dans le temps, en vue de les terminer à la fin de l'année 2012. EDF présentera un bilan de ces contrôles à l'IRSN et l'ASN début 2013.

Nature des anomalies constatées sur les supports à charge constante

Les premières investigations menées par EDF sur l'ensemble de ses installations ont fait ressortir plusieurs types d'anomalies sur les « supports à charge constante » (SPC) :

- SPC absent ou tige de liaison non raccordée ;
- écart entre le réglage effectif et celui défini dans la note de calcul (caractéristiques mécaniques de la plaque d'identification inadéquates, position du contrepoids incorrecte, mauvais montage) ;
- réglette absente ou recouverte de peinture, index absent ;
- SPC ou réglette inversé (position incorrecte) ;
- type de support inadapté (course différente de celle prévue, etc.) ;
- SPC bloqué (présence d'une goupille ou SPC en butée) ;
- réglage du support ne couvrant pas l'amplitude des déplacements prévus.



SPC conforme : absence de goupille



SPC non conforme : présence de goupille et réglette couverte de peinture

Origines des anomalies des « supports à portance constante »

L'origine exacte de chaque anomalie ne peut pas être clairement établie. Toutefois, les opérations de maintenance réalisées sur les tuyauteries (pose et dépose d'un robinet, épreuve hydraulique...) sont une source importante d'anomalies, car la règle nationale de maintenance qui prescrit et recommande les gestes de maintenance - et notamment la pose et la dépose des goupilles - semble mal déclinée dans les documents utilisés sur les sites. Des erreurs de montage datant de la mise en place des « supports à portance constante » ne peuvent pas être écartées.

Conclusion

Les défaillances constatées dans les prescriptions de montage et de contrôle des « supports à charge constante » ou des « supports à charge variable », mettent en évidence des lacunes dans la connaissance de ces matériels ainsi que des règles de l'art associées. Or ces matériels sont importants pour la sûreté. EDF en a tiré les enseignements et a élaboré de nouvelles règles de maintenance visant à éviter les erreurs passées.

En usine, un moyen de blocage (goupille...) est mis en place qui facilite le montage des supports à portance constante et permet d'exécuter les épreuves hydrauliques sans déformation de la ligne. Ce moyen de blocage n'est retiré qu'au dernier moment avant le démarrage de l'installation. Le programme de maintenance requiert de vérifier la liberté de mouvement des supports à charge constante tous les deux cycles, quand ils maintiennent des tuyauteries de diamètre supérieur à 25 mm, tous les 10 ans pour les autres.

Incident survenu le 4 mai 2011 au réacteur n° 1 de la centrale nucléaire du Tricastin

Lors d'un incident dont l'origine est la perte de la ligne principale d'alimentation électrique du réacteur n° 1 de la centrale nucléaire du Tricastin, une succession de défaillances techniques et humaines a conduit au déversement d'eau contaminée dans le bâtiment du réacteur. Cet incident montre qu'un événement relativement banal peut avoir des conséquences significatives si d'autres défaillances matérielles ou humaines viennent s'y ajouter. À la suite de cet incident, EDF a immédiatement engagé des actions correctives. L'IRSN a décidé de mener une analyse approfondie de cet événement et des actions correctives engagées par EDF.

Centrale nucléaire du Tricastin et usine EURODIF

La centrale nucléaire du Tricastin comprend quatre réacteurs à eau sous pression d'une puissance électrique unitaire de 925 MWe. Ils sont reliés au réseau national de transport d'électricité et étaient également reliés à l'usine EURODIF de séparation des isotopes de l'uranium (aujourd'hui arrêtée).



EURODIF était une usine de séparation des isotopes de l'uranium par diffusion gazeuse, en vue de la fabrication du combustible pour les réacteurs.



Les alimentations électriques des réacteurs français de 900 MWe

Un réacteur en fonctionnement permet de fournir de l'électricité au réseau mais aussi à ses propres systèmes. Cependant, lors d'un arrêt du réacteur, certaines fonctions doivent être maintenues et les matériels correspondants sont alors alimentés par le réseau ou à défaut par des alimentations internes, assurées par des groupes électrogènes de secours.

Pour les réacteurs français, les équipements assurant des fonctions de sûreté sont alimentés par deux voies électriques indépendantes, secourues par des alimentations internes. Un seul de ces moyens est suffisant pour assurer les fonctions de sûreté, à savoir l'arrêt du réacteur et l'évacuation de sa puissance résiduelle.

En situation normale, la ligne électrique, dite « principale », qui permet l'évacuation de l'énergie produite par la centrale vers le réseau national, alimente les équipements de la centrale via un transformateur de soutirage.

En cas de défaut momentané de la ligne principale, la centrale est automatiquement découplée du réseau national et peut s'autoalimenter en adaptant sa production à sa seule consommation : on parle alors « d'îlotage ».

L'îlotage est un transitoire sensible ; s'il échoue, l'arrêt automatique du réacteur est déclenché. L'alimentation électrique du réacteur est alors assurée par une seconde ligne du réseau national, dite « auxiliaire ».

Si les deux alimentations externes (principales et auxiliaires) sont indisponibles simultanément, les deux groupes électrogènes de secours à moteur diesel d'une puissance unitaire de 4 MWe, démarrent et permettent d'alimenter en quelques secondes les équipements de sûreté des deux voies (A et B). Chaque groupe électrogène est capable de fournir seul l'énergie électrique nécessaire à l'atteinte de l'état sûr du réacteur et au bon fonctionnement des équipements de sauvegarde. Il y a donc doublement des sources internes d'alimentation électrique. De plus, un troisième groupe électrogène identique, appelé « groupe d'ultime secours », commun à l'ensemble des réacteurs d'une centrale, peut, en cas de nécessité, être connecté manuellement en quelques heures à la place d'un groupe électrogène de secours défaillant.

Les tableaux électriques

L'alimentation par le réseau transite, pour les réacteurs de 900 MWe, par quatre tableaux électriques de 6,6 kV (LGA, LGD, LGB et LGC) (voir la figure ci-contre). Les tableaux LGA et LGD, qui sont connectés à un transformateur de soutirage relié au réseau principal à 400 kV, permettent d'alimenter les tableaux LGB et LGC. En cas d'indisponibilité du réseau principal, les tableaux LGB et LGC sont connectés à des transformateurs auxiliaires reliés à la ligne auxiliaire du réseau national. Ils permettent d'alimenter les tableaux LHA et LHB qui peuvent également être secourus par des groupes électrogènes à moteur diesel (LHP et LHQ).

En cas de défaillance du réseau principal à 400 kV, si cette défaillance est suivie de l'arrêt automatique du réacteur, l'alimentation des tableaux LGB et LGC bascule automatiquement du transformateur de soutirage au transformateur auxiliaire.

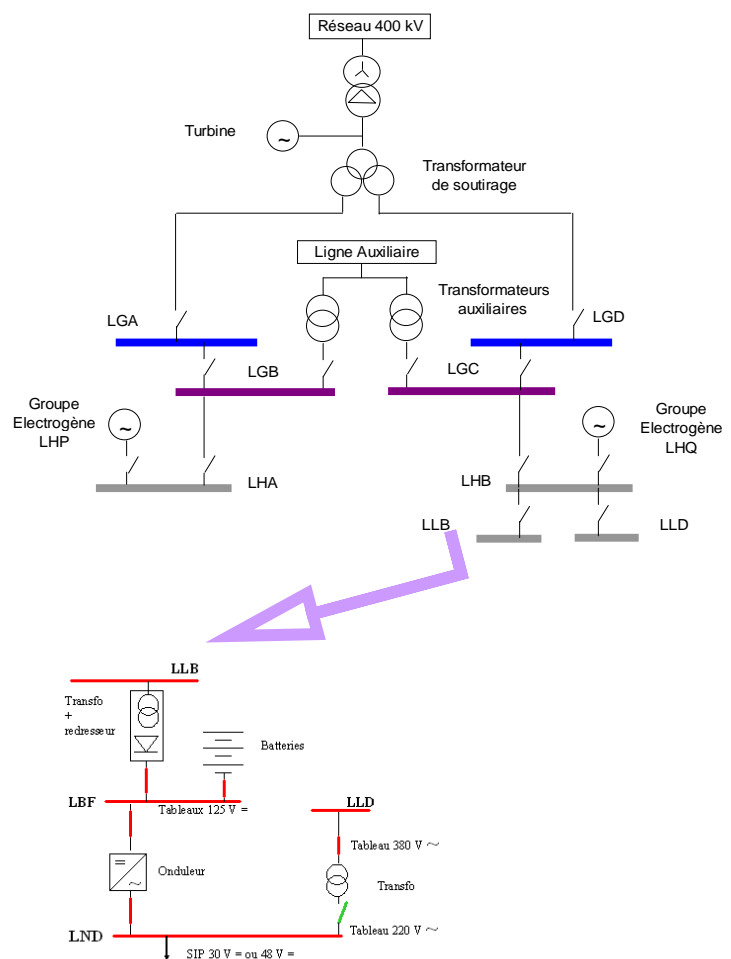


Figure 1 - Schéma des principales alimentations électriques d'un réacteur de 900 MWe.

Déroulement de l'incident

Le 4 mai 2011, une fuite d'huile d'un transformateur relié au réacteur n°1 de la centrale nucléaire du Tricastin provoque l'isolement de ce réacteur du réseau électrique national à 400kV. Le système de régulation active alors une baisse automatique de puissance, tout en maintenant l'alimentation électrique nécessaire aux besoins du réacteur et de l'usine EURODIF.

La baisse de puissance du réacteur s'opère normalement par l'insertion d'un groupe de grappe de commande (voir l'encadré) de la puissance. Lors de l'incident, une défaillance du système de régulation de la puissance a empêché le mouvement du groupe de grappes. Ce blocage de grappes a activé une alarme en salle de conduite ; les opérateurs ont alors effectué un arrêt manuel du réacteur et piloté le réacteur selon les procédures de conduite « incidentelle/accidentelle ».

L'alimentation électrique du réacteur par le réseau principal étant redevenue possible, les opérateurs ont ensuite engagé les actions de raccordement du réacteur au réseau. Lors de ces

actions, une coupure fugitive de tension sur un tableau électrique alimentant des signaux de protection du réacteur a provoqué l'apparition de signaux intempestifs qui ont déclenché l'injection de sécurité (voir l'encadré), entraînant une montée de la pression dans le circuit primaire ; le délai nécessaire à l'arrêt de cette injection en application des procédures de conduite « incidentelle/accidentelle » n'a pas permis d'éviter l'ouverture, à de nombreuses reprises, d'une des trois soupapes de protection du pressuriseur.

La vapeur et l'eau primaire relâchées par la soupape ont été envoyées dans le réservoir prévu à cet effet, appelé « réservoir de décharge du pressuriseur », situé au fond du bâtiment du réacteur, et lui-même équipé de deux disques de

rupture le protégeant contre les surpressions. Un volume important de fluide primaire s'étant déversé dans le réservoir de décharge du pressuriseur, la montée en pression de ce dernier a entraîné la rupture d'un des deux disques de protection du réservoir ; environ 7 m³ d'eau et de vapeur contaminées ont été projetés à l'intérieur du bâtiment du réacteur ; ils sont restés confinés à l'intérieur de ce bâtiment, sans rejet dans l'environnement.

Après arrêt de l'injection de sécurité, le réacteur a pu être amené dans un état permettant les réparations ; cet état a été atteint le 5 mai 2011.

Les grappes de commande sont conçues pour maîtriser les réactions nucléaires d'un réacteur. Leurs mouvements d'insertion ou d'extraction dans les assemblages combustibles permettent d'agir sur la proportion de neutrons absorbés et de faire ainsi varier la réactivité du cœur. Les grappes de commande participent au système de protection du réacteur et, en cas d'ordre d'arrêt d'urgence, leur chute gravitaire stoppe la réaction en chaîne nucléaire.

Pour le réacteur n°1 de la centrale nucléaire du Tricastin, le système de contrôle commande des grappes a été rénové en 2009 et la même défaillance de la régulation de la puissance avec ce système rénové avait déjà été observée à deux reprises au cours d'essais d'îlotage. Néanmoins, les recherches menées par EDF n'avaient pas permis de déterminer l'origine de ce défaut, qui restait aléatoire, mais n'empêchait pas la chute gravitaire de toutes les grappes sur ordre d'arrêt d'urgence, ce qui est essentiel pour la sûreté du réacteur.

L'injection de sécurité permet, en cas de nécessité, d'injecter de l'eau dans le circuit primaire du réacteur. Elle est déclenchée par des signaux de protection élaborés à partir de différentes mesures de paramètres physiques (pressions, températures, débits) liées à l'état du réacteur.

Origine du démarrage de l'injection de sécurité

Lors des opérations de reconnexion au réseau principal, l'alimentation électrique du réacteur doit être basculée du transformateur auxiliaire au transformateur principal. Ce basculement provoque une coupure électrique fugitive de certains tableaux électriques qui en sont protégés par des alimentations secourues par des batteries. Lors de l'incident, la maintenance en cours du tableau LBF privait ce tableau de son secours par les batteries. Ce tableau qui constitue l'une des alimentations du tableau LND est alimenté par le tableau LLB, lui-même alimenté par le tableau LHB (voir la figure 1). Lors d'une telle maintenance, l'indisponibilité de l'alimentation du tableau LND doit être notée en salle de conduite. Or, par erreur, c'est l'indisponibilité d'un autre composant du tableau LBF qui a été notée. Le basculement du transformateur auxiliaire au transformateur de soutirage a provoqué la coupure électrique du tableau LND et l'envoi d'un signal intempestif provoquant l'injection de sécurité.

Premiers enseignements

Pour éviter le renouvellement d'un tel incident, EDF a remplacé toutes les cartes électroniques du système de régulation du groupe de grappes concerné. Des essais de requalification ont montré que le défaut avait disparu. Par ailleurs, EDF a entrepris un examen de la gestion de l'incident par les opérateurs.

Une première analyse de cet incident montre qu'un événement relativement banal peut avoir des conséquences significatives si d'autres défaillances, matérielles ou humaines viennent, s'y ajouter. Dans le cas présent, une fuite d'huile d'un transformateur cumulée à la défaillance de la régulation de la puissance par les grappes de commande et à une mauvaise consignation associée à une opération de maintenance a entraîné un déversement d'eau contaminée dans le bâtiment du réacteur. Au vu des conséquences de cet événement, une analyse approfondie a été engagée par l'IRSN.

Défaillances d'origine humaine ou organisationnelle dans la surveillance des réacteurs

En 2007, à la suite d'événements qui ont mis en évidence des lacunes en matière de surveillance des installations depuis la salle de commande, EDF a renforcé ses exigences concernant l'organisation du travail au sein des équipes de conduite. Malgré cela, des défaillances d'origine humaine ou organisationnelle subsistent. A titre d'illustration, l'IRSN présente un événement survenu en 2011 dans la centrale de Cattenom.

Depuis 2007, EDF met en œuvre de nouvelles exigences en matière de surveillance des installations depuis la salle de commande. L'objectif d'EDF était alors d'instaurer des conditions favorables à la détection précoce par les équipes de conduite, de signaux potentiellement annonciateurs d'un écart par rapport au fonctionnement normal de l'installation. Ces nouvelles exigences concernent notamment l'organisation de la surveillance et la répartition

L'exploitation d'un réacteur nucléaire requiert la présence de deux opérateurs en salle de commande afin d'assurer la conduite et la surveillance permanente de l'installation. Lorsque le volume d'activités augmente et/ou qu'une activité demande une surveillance spécifique, une troisième personne est sollicitée. On parle alors d'opérateur « tête haute » dont le rôle est d'assurer une surveillance globale de la salle de commande et de veiller à y maintenir la sérénité. En outre, un cadre technique ou chef d'exploitation délégué a pour fonction de procéder au contrôle des actions réalisées par les opérateurs. L'organisation de la conduite comprend plusieurs équipes de conduite (appelées équipes de quart). Une journée de 24 heures est assurée par 3 équipes de quart qui se relaient.

des responsabilités dans les équipes de conduite.

A travers ces exigences, EDF a réaffirmé que l'activité de surveillance des installations doit être assurée en permanence par deux opérateurs car il s'agit d'une activité fondamentale. De plus, l'organisation du travail dans l'équipe de conduite doit être adaptée pour garantir la permanence de la surveillance de l'installation depuis la salle de commande, si nécessaire par la présence d'une troisième personne appelée opérateur « tête haute ».

Le retour d'expérience d'exploitation de la période 2009 - 2011 montre que des défaillances d'origine humaine ou organisationnelle dans la surveillance des installations ont encore été à l'origine d'événements dont les conséquences pour la sûreté auraient pu s'avérer significatives. Il ressort également que l'absence de sérénité en salle de commande, la densité des activités à réaliser, l'ergonomie inadaptée de certains outils de commande ou de surveillance peuvent s'avérer des facteurs perturbants. Ceci est illustré par un événement survenu à la centrale de Cattenom en 2011.

Une excursion de puissance à Cattenom

Le 19 avril 2011, le réacteur n°3 de la centrale de Cattenom était en phase de montée en puissance après un arrêt pour maintenance et rechargement de combustible. Lorsque la puissance atteint 8 % de la puissance nominale (Pn), l'équipe de conduite doit effectuer des mesures pour vérifier que la répartition de la puissance dans le cœur est conforme à celle qui a été prévue par simulation et respecte ainsi les

hypothèses de la démonstration de sûreté. L'équipe doit attendre la validation de ces mesures pour être autorisée à dépasser la puissance de 10 % Pn. Pour effectuer les mesures, les paramètres du cœur du réacteur doivent être stables depuis 6 heures et le rester pendant toute la durée des mesures. Or, la montée en puissance du réacteur réalisée auparavant pour atteindre 8 % de la puissance nominale augmente la concentration du xénon dans le cœur. Le xénon a la particularité d'absorber les neutrons et donc de réduire la puissance délivrée par le cœur du réacteur.

Pour atteindre et maintenir la stabilité des paramètres du cœur et limiter les variations de puissance, l'opérateur effectue des dilutions : il injecte par le système REA, toutes les 15 minutes, un petit volume (150 litres) d'eau pure dans le circuit primaire sur une durée de 20 à 30 secondes.

Lors de chaque dilution, l'un des opérateurs doit effectuer dans un temps limité une dizaine d'actions successives sur la platine de commande du système REA (tourner les sélecteurs de choix, modifier la valeur du volume d'eau, mettre la vanne de dilution dans une configuration appropriée...). L'ergonomie peu adaptée de la platine (manque de lisibilité des affichages de volumes d'eau) induit un risque d'erreur, renforcé par la répétition, toutes les 15 minutes de cette séquence d'actions.

Pour limiter le risque d'erreur de réglage du volume d'eau et pour réduire le temps consacré à cette

tâche, l'opérateur s'est efforcé d'avoir à modifier le moins souvent possible les valeurs de réglage du volume et du débit d'eau. Pour ce faire, il n'a pas modifié la consigne de volume d'eau correspondant à celle de l'appoint automatique, soit une valeur très supérieure (2500 litres) à celle requise pour l'appoint manuel (150 litres) permettant de contrer les effets du Xénon. Cette pratique constitue un écart par rapport aux prescriptions des documents opératoires ; elle nécessite de plus une surveillance accrue de l'activité car l'opérateur doit arrêter manuellement la dilution dès l'atteinte d'une valeur de 150 litres lue sur le compteur.

Le xénon : Le xénon, produit issu de la fission nucléaire, a la particularité d'être un important absorbant neutronique. Ainsi, toute variation de puissance provoque une variation de la concentration en xénon et entraîne une modification de la réactivité dans le cœur. Par exemple, lorsque la puissance augmente, la concentration en xénon passe par un minimum puis croît en quelques heures vers une nouvelle valeur d'équilibre supérieure à la valeur initiale.

Les effets de la dilution et de la borication sur le cœur

Le bore dissous dans l'eau du circuit primaire absorbe les neutrons et en faisant varier la concentration en bore les opérateurs régulent le niveau de réactivité du cœur. Ces variations sont obtenues en injectant dans le circuit primaire :

- soit de l'eau fortement borée pour diminuer la réactivité « borication » ;
- soit de l'eau pure pour augmenter la réactivité, « dilution ».

Le « système REA » permet de réaliser des appoints en eau pure ou borée au circuit primaire, selon que l'on souhaite augmenter, réduire ou stabiliser le niveau de puissance dans le cœur du réacteur.

Les différentes vannes et pompes du système REA sont actionnées depuis la salle de commande à partir d'un pupitre appelé « **platine REA** ». La commande se fait, soit en mode automatique (débit et volume prédéterminés), soit en mode manuel (débit et volume fixés par l'opérateur). Lorsqu'un appoint est en cours, le compteur d'eau émet un cliquetis sonore qui informe l'opérateur.

Dans la nuit du 19 au 20 avril 2011, de nombreuses activités situées sur le chemin critique du planning ont été lancées. Deux opérateurs étaient présents en salle de commande : l'un s'occupait de la surveillance des



Opérateur surveillant l'état de l'installation depuis la salle de commande © Site EDF

installations ainsi que des opérations de dilution du bore dans le circuit primaire en vue de la réalisation des mesures de puissance préalables au passage à une puissance supérieure à 10 % de Pn ; l'autre opérateur a en charge la réalisation des essais périodiques du système d'alimentation de secours en eau des générateurs de vapeur.

Comme indiqué plus haut, les exigences applicables précisait que, lorsque les activités en salle de commande accaparaient l'attention des deux opérateurs, la surveillance de l'installation devait être assurée par un opérateur « tête haute ». Malgré

l'absence d'opérateur « tête haute » cette nuit-là, le cadre technique a estimé que la surveillance de l'installation pouvait être réalisée en même temps que la réalisation des dilutions, par un seul opérateur.

Au milieu de la nuit, le cadre technique a demandé à l'opérateur en charge des dilutions de s'occuper aussi d'un essai sur la turbine, à terminer avant la relève du matin. Cet essai s'ajoutait aux deux autres activités à la charge de cet opérateur.

Au cours d'une des dilutions, des automaticiens, venus réparer une armoire électrique du système de mesure de la puissance nucléaire ont sollicité ce même opérateur pour connaître la fréquence des défauts électriques de cette armoire. L'opérateur a alors suspendu l'essai sur la turbine pour consulter les données sur le fonctionnement de ce système, puis a repris l'essai en oubliant la dilution en cours. Le bruit en salle de commande, important à ce moment-là du fait de la présence d'automaticiens et de techniciens, ne lui a pas permis d'entendre le cliquetis du compteur d'eau caractéristique d'une dilution en cours.

La dilution s'est arrêtée automatiquement à l'atteinte de la consigne et une alarme relative à la température moyenne du circuit primaire est apparue. Un volume de 2500 litres (au lieu de 150 litres) avait été envoyé dans le circuit primaire. L'opérateur s'est alors aperçu que la puissance thermique était supérieure à 10 % Pn. S'agissant d'une excursion de puissance, il a inséré le groupe de grappes de régulation de la température dans le cœur pour ramener la puissance en dessous de 10 % Pn.

L'excursion de puissance de 8 % Pn à 13,4 % Pn s'est produite en 8 minutes. Toutefois, elle n'a pas entraîné de conséquences compte tenu du faible niveau de puissance et de la disponibilité des fonctions de protection du réacteur qui auraient activé l'arrêt automatique du réacteur si la puissance avait dépassé 25% de la puissance nominale.

Le point de vue de l'IRSN

Ce type d'événement souligne l'importance pour la sûreté de la surveillance des installations depuis la salle de commande. Il met en évidence certaines difficultés de réalisation de cette surveillance, notamment lorsque les opérateurs doivent assurer celle-ci tout en réalisant des activités, programmées ou non, qui requièrent une focalisation de leur attention.

L'organisation du travail au sein de l'équipe de conduite a une influence importante sur la qualité de la surveillance. D'une part, il apparaît essentiel que la responsabilité de la surveillance des paramètres importants de l'installation soit clairement répartie entre les opérateurs. D'autre part, le management de l'équipe, mais également chacun de ses membres, doit s'assurer en permanence que les tâches qu'il engage permettent de maintenir l'attention nécessaire à la bonne réalisation de la surveillance.

Pour les situations de conduite qui requièrent de nombreuses actions de conduite, en particulier les situations de mise à l'arrêt et de redémarrage de réacteur, EDF a prévu la présence d'une troisième personne appelée opérateur « tête haute » chargé de maintenir la vue d'ensemble pendant que l'attention des deux autres opérateurs est focalisée sur la réalisation d'opérations particulières. Bien évidemment, ces situations doivent être anticipées lors des phases de planification et de préparation des activités à mener lors de l'arrêt du réacteur. Cet événement révèle que l'organisation de la conduite n'a pas été en mesure d'assurer la mise en place d'un opérateur « tête haute » alors que celui-ci était nécessaire.

Par ailleurs, l'IRSN constate que l'arrivée de nombreux acteurs en salle de commande a été à l'origine de nuisances sonores et a perturbé l'activité de surveillance. Ces nuisances sonores ont empêché l'opérateur ayant en charge la dilution d'entendre le cliquetis du compteur d'eau, caractéristique d'une dilution en cours.

Enfin, il apparaît que l'ergonomie inadaptée de la platine du système REA bore a contribué, lors de l'incident de Cattenom, à compliquer la tâche de l'opérateur soumis à une forte pression induite par la multiplication d'activités à réaliser simultanément.

Ces constats mettent en évidence l'importance des facteurs organisationnels et humains dans la surveillance en salle de commande. Ceux-ci seront examinés par l'IRSN en 2013, dans le cadre de l'évaluation globale du retour d'expérience de l'exploitation du parc EDF de réacteurs pour les années 2009 à 2011.

EVOLUTIONS SIGNIFICATIVES

Les réacteurs nucléaires français font l'objet de modifications tout au long de leur exploitation, en particulier dans un objectif d'amélioration continue de la sûreté. Le premier sujet de ce chapitre présente le processus d'amélioration mis en œuvre par EDF, qui s'inscrit principalement dans la cadre des réexamens de sûreté, réalisés tous les dix ans. S'inscrit également dans cette démarche le souhait d'EDF de prolonger la durée de fonctionnement des réacteurs du parc en exploitation au-delà de 40 ans ; le programme d'amélioration présenté par EDF à cet effet, a fait l'objet en 2011 d'un examen détaillé par l'IRSN. Ce programme sera complété par les enseignements et l'application de nouvelles exigences résultant du retour d'expérience de l'accident de Fukushima.

Bien maîtriser et anticiper le vieillissement des composants des réacteurs est essentiel. C'est l'objet du second sujet de ce chapitre, avec notamment les études et mesures spécifiques prévues par EDF dans le cadre d'une prolongation des durées de fonctionnement, qui font l'objet d'analyses et d'évaluations par l'IRSN.

Une troisième partie de ce chapitre présente des exemples d'évolutions ou de modifications sur les réacteurs, qui ont fait l'objet d'évaluations et d'analyse de l'IRSN :

- la modification des pompes d'injection de sécurité à haute pression des réacteurs de 900 MWe, pour prendre en compte les périodes de fortes chaleurs observées en 2003 et 2006 ;
- les études de sûreté réalisées par EDF en vue de démontrer la tenue des assemblages et le refroidissement correct du combustible, pour les cœurs des réacteurs dits « mixtes » ;
- la mise au point de nouveaux obturateurs des tuyauteries primaires pouvant être mis en place à l'entrée des boîtes à eau des générateurs de vapeur pour effectuer des opérations de maintenance,
- la révision des études de dangers que présente la zone de stockage d'hydrocarbures implantée à proximité de la centrale de Gravelines

La démarche d'EDF pour une amélioration continue de la sûreté

Les réacteurs nucléaires français font l'objet de modifications tout au long de leur exploitation, en particulier dans un objectif d'amélioration continue de la sûreté. Ces modifications résultent pour la plupart des études réalisées dans le cadre des réexamens de sûreté. Loin de se limiter à une simple vérification de conformité aux exigences initiales de sûreté, ces réexamens permettent de faire évoluer le référentiel des exigences de sûreté avec l'objectif de rapprocher, autant que faire se peut, le niveau de sûreté des réacteurs les plus anciens de celui des réacteurs les plus récents. Cet objectif reste central dans le cadre des études relatives à l'extension envisagée par EDF de la durée de fonctionnement des réacteurs et dans le cadre des études tenant compte de l'accident de la centrale japonaise de Fukushima-Daiichi ; certaines améliorations ont déjà été discutées, voire programmées lors des réexamens de sûreté.

Le retour d'expérience de l'exploitation des réacteurs du parc électronucléaire français, qui correspond à environ 1500 années-réacteurs, montre qu'aucun incident n'a eu de conséquences notables pour les personnes du public et les travailleurs, ainsi que pour l'environnement. Ce constat peut être rapproché de la démarche d'EDF qui vise, via l'analyse du retour d'expérience et les réexamens de sûreté, une amélioration continue de la sûreté de ses installations.

Les 58 réacteurs en exploitation d'EDF sont répartis en 3 paliers techniques de puissance successifs (900 MWe, 1300 MWe et 1450 MWe). La réalisation d'un réexamen de sûreté comporte plusieurs phases. La première phase consiste à fixer les domaines pour lesquels un renforcement de la sûreté doit être étudié ; avec en particulier le souci d'élever le niveau de sûreté des réacteurs des paliers les plus anciens à celui des paliers les plus récents. Pour cela, EDF soumet à l'ASN et l'IRSN les sujets d'amélioration qu'il envisage de retenir ; les propositions d'EDF font l'objet d'une évaluation par l'IRSN, qui formule un avis et peut recommander que certains thèmes d'études non prévus initialement par EDF, soient retenus dans le réexamen.

Le cadre étant fixé, la deuxième phase peut être engagée ; EDF réalise les études qui sous-tendent les modifications des installations ou de leurs modalités d'exploitation, afin de répondre aux objectifs fixés. Ces études font l'objet d'analyses par l'IRSN, qui émet des avis et des recommandations sur les améliorations proposées.

La troisième phase consiste à concevoir les modifications et préparer les dossiers d'intervention pour les réaliser. Celles-ci sont ensuite progressivement implantées sur les réacteurs du palier technique concerné, une part importante des modifications étant réalisée lors des arrêts des réacteurs pour leur visite décennale.

Par ailleurs, certains sujets sont traités indépendamment du cadencement des réexamens de sûreté ; c'est par exemple le cas du dossier « grands chauds », qui vise à tirer les enseignements de la période caniculaire de 2003, ou encore du dossier « inondations » qui tire les enseignements de la tempête de décembre 1999 qui a conduit à une « inondation » de la centrale du Blayais.

Les études relatives à l'extension envisagée par EDF de la durée de fonctionnement des réacteurs et celles tenant compte de l'accident de la centrale japonaise de Fukushima Daiichi, s'inscrivent également dans l'objectif général d'une amélioration continue du niveau de sûreté des installations

L'extension envisagée de la durée de fonctionnement des réacteurs du parc en exploitation

EDF a exprimé en 2010 son souhait de prolonger la durée de fonctionnement des réacteurs du parc en exploitation au-delà de 40 ans, en y adossant un programme d'amélioration de leur niveau de sûreté. Les propositions d'EDF ont fait l'objet en 2011 d'un examen détaillé par l'IRSN. L'IRSN, comme l'ASN considère que ce niveau devrait se rapprocher de celui des réacteurs les plus récents, tels qu'EPR. Ce programme d'amélioration doit maintenant être complété par les enseignements et l'application de nouvelles exigences résultant du retour d'expérience de l'accident de Fukushima.

Dans ce cadre, EDF a proposé de retenir comme objectif, en cas d'accident sans fusion du cœur : « l'absence de nécessité de mise en œuvre de mesures de protection des populations lors de la phase dite « court terme » (pas de mise à l'abri, pas d'évacuation et pas d'administration d'iode stable) ». Cet objectif, analogue à celui applicables au réacteur EPR et à celui formulé par l'association WENRA pour les nouveaux réacteurs, s'inscrit totalement dans la démarche d'amélioration de la sûreté.

Créée à l'initiative de l'autorité de sûreté nucléaire française en février 1999, l'association WENRA (Western European Nuclear Regulators Association) rassemble les responsables des Autorités de sûreté nucléaire des 17 pays européens dotés de réacteurs nucléaires : Allemagne, Belgique, Bulgarie, Espagne, Finlande, France, Hongrie, Italie, Lituanie, Pays-Bas, République Tchèque, Roumanie, Royaume Uni, Slovaquie, Slovénie, Suède, Suisse.

Pour les situations accidentelles conduisant à une fusion du cœur, EDF a proposé d'en améliorer, par la mise en œuvre de modifications, la prévention et la limitation des conséquences, notamment pour les scénarios avec rejets différés.

L'IRSN a considéré que ces propositions répondaient à l'objectif visé d'amélioration de la sûreté des réacteurs existants dans la perspective d'une extension de leur durée de fonctionnement.

A cet effet, EDF a proposé d'augmenter les réserves d'eau et les moyens de fourniture d'électricité pour pouvoir éviter ou gérer au mieux un accident avec fusion du cœur. EDF a également proposé d'étudier une série de modifications en vue de réduire les conséquences d'un accident avec fusion du cœur :

- étude de l'amélioration de l'efficacité du dispositif de filtration qui serait utilisé pour réduire les quantités de produits radioactifs émis lors d'une ouverture volontaire de l'enveloppe pour permettre, en cas de nécessité, sa dépressurisation lors d'un accident avec fusion du cœur (dispositif d'éventage-filtration U5) ;
- étude de dispositions pour renforcer l'évacuation de la puissance résiduelle hors de l'enveloppe ;
- étude de dispositions pour éviter la percée du radier par le corium.

Il convient de souligner que ces propositions de l'exploitant ont été définies avant l'accident de Fukushima survenu en mars 2011. Certaines des modifications examinées dans le cadre des Evaluations Complémentaires de

Sûreté (ECS) menées à la suite de cet accident avaient déjà été envisagées dans le cadre du projet d'extension de la durée de fonctionnement. L'IRSN a considéré que les propositions faites par EDF dans le cadre des ECS et dans le cadre du projet d'extension de la durée de fonctionnement, concernant la prévention et la limitation des conséquences des accidents avec fusion du cœur, devraient permettre des gains très sensibles en termes de sûreté. Ces propositions tendent à rapprocher la sûreté du parc en exploitation des objectifs généraux de sûreté retenus pour les nouveaux réacteurs, notamment pour ce qui concerne les conséquences radiologiques pour les personnes du public et pour l'environnement. L'IRSN a estimé que les modifications devraient être mises en place sur les réacteurs dans des délais raisonnables.

L'IRSN avait également recommandé, dans le cadre de l'extension de la durée de fonctionnement, qu'EDF transmette un programme d'évaluation du comportement des réacteurs de 900 MWe et de 1300 MWe dans les situations accidentelles non prises en compte à leur conception mais retenues pour le réacteur EPR. A cet égard, l'IRSN a recommandé qu'EDF applique les règles d'étude des accidents de dimensionnement du parc pour les évaluations correspondantes. L'IRSN a également recommandé qu'EDF présente une évaluation des conséquences de l'allongement à 30 minutes (au lieu de 20) du délai de première intervention d'un opérateur dans les situations accidentelles des réacteurs du parc en exploitation, conformément à la pratique retenue pour la conception du réacteur EPR. Ceci en utilisant les règles des études de dimensionnement, en vue notamment d'identifier celles qui pourraient conduire à un effet « falaise ».

L'effet « falaise » est une altération brutale du comportement d'une installation, provoquée par une légère modification du scénario d'un accident dont les conséquences sont alors fortement aggravées.

Pour ce qui concerne les dispositions de prévention des risques liés aux séismes, l'IRSN a recommandé la réalisation d'une étude de robustesse au séisme pour chacun des réacteurs du parc en exploitation. L'IRSN a également examiné le programme de travail d'EDF visant l'élargissement du domaine de couverture des études probabilistes de sûreté (EPS), notamment par le traitement des incendies et des inondations internes pour un réacteur de référence. L'IRSN a considéré que l'intention d'EDF de prendre en compte certaines agressions dans le périmètre des EPS de niveaux 1 et de niveau 2, constituait une avancée notable.

Les études probabilistes de niveau 1 visent à évaluer les probabilités d'occurrence des séquences accidentelles menant à la fusion du cœur du réacteur.

Les études probabilistes de niveau 2 visent à évaluer la probabilité de relâchement de produits radioactifs hors de l'enceinte de confinement du réacteur lors des séquences accidentelles de fusion du cœur.

Pour ce qui concerne l'amélioration des conditions d'exploitation sur le plan des facteurs organisationnels et humains, l'IRSN a considéré que la réflexion menée sur ces sujets par EDF dans le cadre du projet d'extension de la durée de fonctionnement des réacteurs, devait s'appuyer sur une vision de l'exploitation future permettant la projection du rôle des hommes et des organisations à dix ans et au-delà.

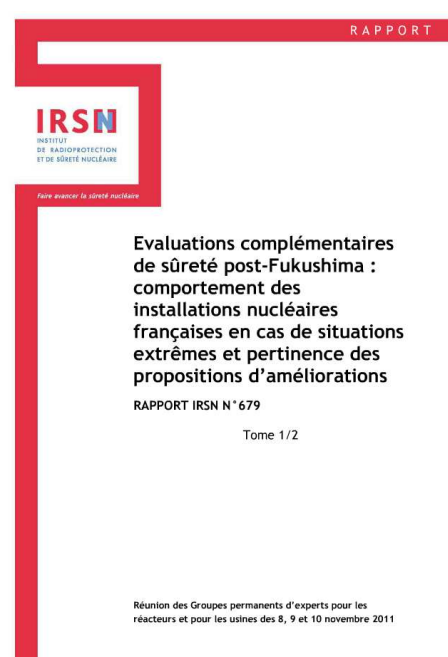
Toujours dans la perspective d'une extension de la durée de fonctionnement des réacteurs du parc en exploitation, EDF a engagé une réflexion sur les évolutions à apporter aux exigences de sûreté appliquées aux piscines de désactivation des combustibles irradiés. Les principales voies d'amélioration identifiées par EDF concernaient l'amélioration de la robustesse des moyens d'appoint d'eau aux piscines et l'amélioration de la gestion des situations accidentelles (mise à l'état sûr du combustible en cours de manutention, instrumentation ...). A ce stade de l'analyse, l'IRSN a estimé que les modifications envisagées par EDF seraient suffisantes pour permettre l'évacuation de la puissance résiduelle du combustible à la suite d'événements

entraînant une perte totale du refroidissement sur une période prolongée. En revanche, l'IRSN a estimé nécessaire qu'EDF étudie le risque de vidange des piscines de désactivation des combustibles irradiés, à la suite d'une brèche dans la paroi d'une piscine ou d'un circuit connecté, et évalue les dispositions à mettre en place pour que le risque de vidange totale puisse être pratiquement éliminé.

Enfin, l'extension envisagée de la durée de fonctionnement des réacteurs nécessite d'examiner le vieillissement des différents composants du réacteur et donc d'anticiper et de maîtriser les effets du vieillissement susceptibles d'affecter la sûreté des installations. EDF a réalisé des études sur ce sujet qui ont fait l'objet d'évaluations par l'IRSN. Un article du présent rapport développe plus particulièrement ce sujet.

L'accident de Fukushima-Daiichi et les réacteurs du parc électronucléaire français

A la suite de l'accident ayant affecté la centrale japonaise de Fukushima-Daiichi, l'ASN a demandé aux exploitants nucléaires français de réaliser des évaluations complémentaires de sûreté (ECS) de leurs installations. Ces ECS visaient à prendre en compte les premiers enseignements tirés des événements survenus dans cette centrale, en évaluant la résistance des installations nucléaires françaises à des scénarios extrêmes, allant au-delà des situations retenues pour leur dimensionnement. L'analyse par l'IRSN des ECS réalisées par les exploitants a fait l'objet d'un rapport (voir ci-contre). Les ECS ont conduit à définir une démarche innovante, découplée de la démarche de sûreté habituelle (réexamens de sûreté), visant à compléter les dispositions de sûreté existantes par la définition d'un « noyau dur » destiné à conférer aux installations une meilleure robustesse face à des situations non considérées jusqu'alors dans les référentiels de sûreté, mais susceptibles d'engendrer des effets « falaise ». EDF doit transmettre en 2012 un dossier d'études définissant de manière précise le noyau dur qu'il retient ainsi que les modifications associées. L'IRSN analysera les propositions d'EDF en vue de rendre un avis pour la fin de l'année 2012.



Le [rapport est disponible](http://www.irsn.fr) sur le site www.irsn.fr

Maîtrise des effets du vieillissement des réacteurs

Le vieillissement est une préoccupation de l'exploitant depuis la conception des réacteurs. A ce titre, il réalise des études et met en place des dispositions spécifiques pour l'anticiper et le maîtriser, d'autant plus s'il envisage de prolonger la durée d'exploitation de ses réacteurs. L'IRSN est fortement attentif à examiner les effets du vieillissement sur la sûreté, ainsi que la démarche et les dispositions prévues par EDF pour en tenir compte.

La démarche de maîtrise du vieillissement

La prise en compte dans les dossiers de sûreté du « vieillissement » des centrales nucléaires a été renforcée au début des années 2000, à la demande de l'Autorité de sûreté lors de la préparation des troisièmes visites décennales des réacteurs de 900 MWe (appelées VD3 900). La démarche, développée par EDF dans le cadre de la préparation de ces visites décennales, a eu pour objectif de justifier que les systèmes, structures et composants sensibles à un ou plusieurs mécanismes de vieillissement restent aptes à assurer leurs fonctions de sûreté dans la durée ; cette démarche s'appuie sur les avancées des connaissances dans les domaines concernés. Pour cela, environ 15 000 équipements ont été identifiés et 500 couples « équipement/mode de vieillissement » ont été retenus, chacun d'eux donnant lieu à la création d'une fiche d'analyse du vieillissement précisant la suffisance des dispositions d'exploitation et de maintenance et la difficulté des opérations de réparation ou de remplacement de ces équipements.

Pour certains équipements importants pour la sûreté et sensibles au vieillissement, des dossiers d'aptitude à la poursuite de l'exploitation (appelés « DAPE composant générique ») ont été créés. Le contenu d'un « DAPE composant générique » précise les éléments dont l'analyse débouche sur le programme proposé pour apporter la démonstration de la maîtrise du vieillissement de l'équipement pour la période décennale suivante.

Enfin, pour chaque réacteur, un « dossier d'aptitude à la poursuite de l'exploitation » (appelé « DAPE de tranche ») est élaboré en tenant compte des fiches d'analyse du vieillissement, des DAPE composant génériques les plus récents, des spécificités du réacteur et du site. Il justifie que ce réacteur peut être exploité dans des conditions de sûreté satisfaisantes jusqu'à la visite décennale suivante.

L'IRSN a estimé que la démarche d'EDF était pertinente pour les réacteurs de 900 MWe. De plus, le processus ainsi mis en place est pérennisé grâce à un réexamen annuel des fiches d'analyse du vieillissement, une révision tous les cinq ans des DAPE composant générique, et l'établissement d'un DAPE de tranche lors des troisièmes visites décennales ([voir le rapport IRSN intitulé « Le réexamen de sûreté des réacteurs à eau sous pression de 900 MWe à l'occasion de leurs troisièmes visites décennales »](#)). EDF a annoncé que le même processus serait mis en place pour les réacteurs de 1300 MWe à l'occasion des troisièmes visites décennales, afin de justifier une période décennale

d'exploitation au-delà de 30 ans. Les études fournies dans les fiches d'analyse du vieillissement et les DAPE incluent également des éléments d'information sur les actions de R&D, les actions de maintenance et d'exploitation, visant à justifier une durée de fonctionnement supérieure à 40 ans.

Dans l'éventualité de la poursuite de l'exploitation des réacteurs au-delà de 40 ans, la même démarche serait reconduite. Les DAPE composant générique et les DAPE de tranche seraient mis à jour en tenant compte des évolutions des exigences de sûreté qui s'appliqueraient après les quatrièmes visites décennales des réacteurs concernés.

Maintenir un haut niveau de sûreté des réacteurs tout au long de leur exploitation, qui plus est si leur durée d'exploitation est prolongée, exige des études et des dispositions spécifiques pour anticiper et maîtriser les effets du vieillissement. A cet égard, les sujets présentés ci-après font l'objet d'une attention particulière de l'IRSN.

Les composants non remplaçables

Parmi les équipements d'un réacteur à eau sous pression, deux sont jugés non remplaçables : la cuve contenant le cœur du réacteur et l'enceinte de confinement.

La cuve

L'intégrité de la cuve du réacteur constitue un sujet essentiel pour la démonstration de la sûreté des centrales nucléaires à eau sous pression. EDF met donc périodiquement à jour les études justifiant la tenue en service des cuves, en particulier, le comportement de la zone qui est affectée significativement par le mécanisme de vieillissement sous irradiation. L'irradiation entraîne, en effet, une modification des propriétés mécaniques de l'acier des cuves dont la résistance à la rupture brutale en présence de défauts est amoindrie par le vieillissement et pourrait limiter la durée de fonctionnement des tranches ([voir rapport public 2010](#)). La zone la plus irradiée de la cuve fait donc l'objet de contrôles minutieux lors de chaque visite décennale (inspection télévisuelle de la surface interne, contrôles par ultrasons des soudures des viroles, recherche de défaut sous revêtement).

Afin de justifier la tenue en service des cuves des réacteurs de 900 MWe pendant la période décennale suivant leur VD3, EDF a transmis un dossier de démonstration de sûreté qui a été analysé par l'IRSN.

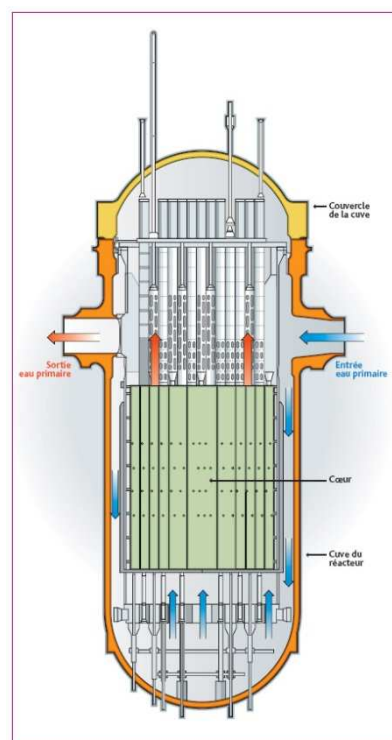


Figure 1 : Coupe de la cuve d'un réacteur de 900 MWe.

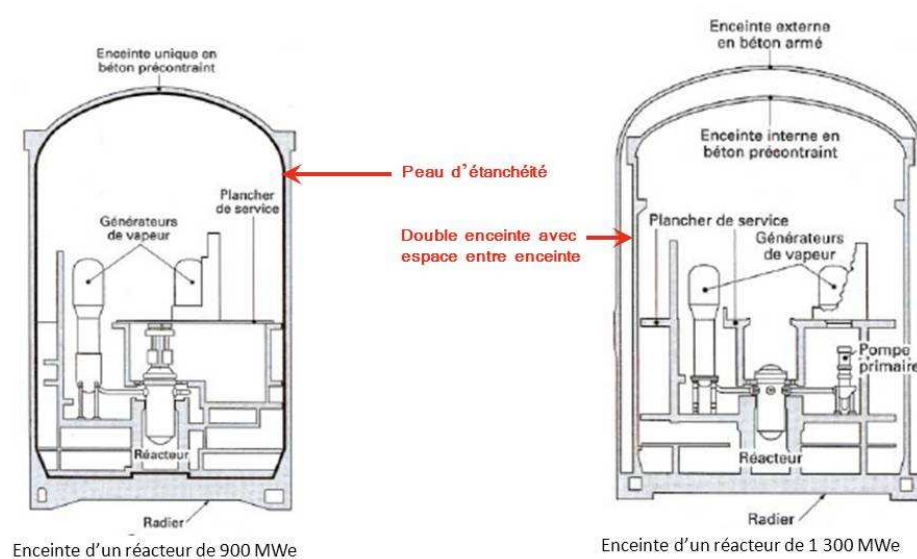
Pour une poursuite éventuelle de l'exploitation des réacteurs au-delà de 40 ans, EDF estime qu'il sera nécessaire pour justifier la tenue mécanique des cuves :

- de faire évoluer les méthodes de démonstration utilisées en restant dans un cadre déterministe,
- de mettre en œuvre, de manière complémentaire, des approches probabilistes tenant compte des incertitudes et de la variabilité des paramètres intervenant dans l'évaluation du risque de rupture brutale.

Pour l'IRSN, l'utilisation de nouvelles méthodes de nature très différentes de celles utilisées jusqu'à présent nécessitera un examen approfondi afin de se prononcer sur leurs apports possibles dans la démonstration de sûreté.

L'enceinte de confinement

L'enceinte de confinement de chaque réacteur à eau sous pression est conçue pour contenir, avec un taux de fuite maximum spécifié, les radionucléides provenant du réacteur en cas d'accident. La conception de l'enceinte diffère selon le type de réacteur : les réacteurs de 900 MWe sont équipés d'une enceinte en béton précontraint dont la paroi interne est totalement recouverte d'une peau d'étanchéité métallique. L'enceinte d'un réacteur de 1300 MWe ou de 1450 MWe comporte une double paroi : une paroi interne en béton précontraint constituant « l'enceinte interne » et une paroi externe en béton armé constituant « l'enceinte externe » ; l'espace compris entre ces deux parois est maintenu en dépression.



La tenue dans le temps des enceintes des réacteurs de 900 MWe a été examinée par l'IRSN sur la base des dossiers techniques transmis par EDF dans le cadre du réexamen de sûreté associé aux troisièmes visites décennales de ces réacteurs. Au terme de son analyse, l'IRSN a considéré que sur les enceintes des réacteurs de 900 MWe ne présentaient pas d'anomalie de comportement. L'IRSN a également noté la mise en œuvre par EDF de modifications qui permettront d'améliorer l'étanchéité de certains sas et organes de robinetterie d'isolement. Certains compléments d'investigation restent toutefois à réaliser, concernant en particulier le béton des enceintes, l'enrobage des armatures de précontrainte, dans le cadre des contrôles associés à l'élaboration des dossiers d'aptitude à la poursuite d'exploitation ([voir le rapport IRSN « Le réexamen de sûreté des réacteurs à eau sous pression de 900 MWe à l'occasion de leurs troisièmes visites décennales »](#)).

Les enceintes internes des réacteurs de 1300 MWe et de 1450 MWe sont soumises, tous les 10 ans, à une épreuve d'étanchéité consistant en une mise sous pression en vue notamment de mesurer leur taux de fuite. Pour un nombre limité d'enceintes des paliers 1300 MWe et 1450 MWe, qualifiées de « sensibles », les épreuves ont mis en évidence des taux de fuite élevés, parfois supérieurs au critère fixé dans les règles générales d'exploitation. Toutefois, la mise en place d'un revêtement en matériau composite de certaines zones de la paroi intérieure de l'enceinte interne a permis d'améliorer l'étanchéité et de revenir à une situation satisfaisante.

Un suivi renforcé de certains équipements

L'IRSN a examiné, dans le cadre de la prolongation de l'exploitation au-delà de 40 ans, les propositions faites par EDF pour certains équipements « remplaçables ».

Les câbles électriques

Pour justifier la tenue des câbles qualifiés aux conditions accidentelles, EDF envisage de prélever des tronçons de câbles sur les sites afin de suivre l'évolution des composés chimiques et des propriétés mécaniques des polymères (isolants des câbles) L'IRSN juge satisfaisantes ces dispositions ; en effet, les caractérisations physico chimiques des polymères et les mesures électriques réalisées permettront de mieux apprécier l'état de ces câbles et leur tenue dans le temps en conditions accidentelles.

Les pénétrations de fond de cuve

Un certain nombre de zones du circuit primaire sont fabriquées dans un alliage appelé inconel 600 qui s'est avéré être sensible, dans certaines conditions, à la corrosion sous contrainte ; elles font l'objet d'une surveillance par EDF depuis plus de 20 ans. C'est le cas des pénétrations de fond de cuve pour lesquelles a été constatée une fissuration d'une pénétration d'un réacteur de 900 MWe (voir l'article sur ce sujet dans le présent rapport). Selon l'IRSN, l'absence de corrosion sous contrainte de ces pénétrations ne peut pas être garantie dans le temps, surtout si la durée d'exploitation des réacteurs devait être prolongée au-delà de 40 ans. En conséquence, l'IRSN a estimé nécessaire qu'EDF réexamine les paramètres physiques qui conditionnent la corrosion sous contrainte de l'inconel 600 à la lumière du retour d'expérience (importance des contraintes dans le matériau, sensibilité du matériau à l'amorçage de la corrosion,..). De plus, des contrôles systématiques des pénétrations de fond de cuve devront être réalisés et des moyens de réparation pérennes devront être développés dans les meilleurs délais.

Les tuyauteries enterrées

La dégradation des tuyauteries enterrées, par nature difficilement accessibles, pourrait entraîner une défaillance de certaines fonctions de sûreté du réacteur. Une bonne connaissance de leur état de vieillissement est donc nécessaire. EDF a engagé un programme de travail sur la base d'analyses de risques portant sur leur importance pour la sûreté, ainsi que sur l'atteinte à l'environnement et à la disponibilité du réacteur en cas d'anomalie, afin de définir un programme d'inspections et le cas échéant, de remises en état. Ces programmes sont encore en cours d'élaboration et l'IRSN se prononcera sur les dispositions que proposera EDF.

Le maintien dans le temps de la qualification des matériels

L'IRSN s'est également intéressé au maintien dans le temps de la qualification aux conditions accidentelles des matériels, en particulier à la mise en œuvre de la démarche de qualification progressive proposée par EDF dans l'éventualité d'une extension de l'exploitation des réacteurs au-delà de 40 ans. Cette démarche s'appuie sur une ou plusieurs des six méthodes suivantes :

- méthode 1 : analyse des conditions de la qualification initiale pour évaluer les conservatismes éventuels ;
- méthode 2 : comparaison des sollicitations et des conditions d'ambiance (température et irradiation) réellement subies par le matériel en exploitation, avec celles retenues pour la qualification ;

- méthode 3 : suivi de paramètres de fonctionnement du matériel en exploitation dans le cadre des essais périodiques, des contrôles ou des inspections ; il peut s'agir :
 - de mesures périodiques réalisées sur l'équipement ;
 - de l'expertise de matériels, visant à comparer leurs caractéristiques dans leur état vieilli sur site à celles d'un matériel neuf ;
- méthode 4 :
 - protection ou déplacement de l'équipement pour réduire les contraintes en service ;
- méthode 5 : extension de la qualification de l'équipement, en le soumettant à une séquence de qualification par essai supposant une durée de vie allongée. L'essai peut être réalisé :
 - sur un matériel (ou éprouvette) installé en surnombre sur un site,
 - sur un matériel prélevé sur site, présentant de préférence un état de référence connu, de même que les sollicitations qu'il a subies,
 - sur un matériel neuf ;
- méthode 6 : remplacement ou rénovation, à titre de mesure préventive, d'un équipement dans son intégralité ou partiellement, à l'identique ou par des composants moins sensibles au vieillissement.

L'IRSN a examiné la mise en œuvre de cette démarche sur les matériels électriques et mécaniques actifs et a estimé satisfaisante, dans son principe, la démarche envisagée de qualification progressive compte tenu du fait qu'elle s'appuie sur les résultats d'essais et expertises menés sur des matériels prélevés sur site.

La pertinence des critères d'aptitude à la poursuite de l'exploitation

EDF a présenté un certain nombre de critères d'aptitude à la poursuite de l'exploitation pour chacun des composants ou structures faisant l'objet d'un DAPE composant générique. Ces critères sont nécessaires pour estimer la durée de vie prévisionnelle des composants afin d'élaborer une stratégie pour leur remplacement, la maîtrise de leur obsolescence et le maintien de leur qualification.

L'IRSN a estimé que les critères retenus par EDF ne permettent pas de caractériser complètement les dommages redoutés dans l'éventualité d'une prolongation de la durée d'exploitation au-delà de 40 ans. EDF devra poursuivre et compléter sa réflexion sur les critères d'aptitude à la poursuite de l'exploitation des équipements afin de tenir compte de l'ensemble des paramètres contribuant à l'endommagement de ces équipements. Il devra également préciser les éléments issus de programmes de recherche et développement qui participeront à l'établissement de critères améliorés.

Le processus de maintenance exceptionnelle

EDF a présenté les différentes étapes de son processus de maintenance exceptionnelle (réparation, rénovation ou remplacement), son application aux principaux composants ainsi que le retour d'expérience international dans ce domaine. L'IRSN a noté l'existence d'un processus d'élaboration et de mise en œuvre de stratégies de maintenance exceptionnelle. Néanmoins, il a estimé que son caractère suffisant n'était pas démontré en l'absence de capacités industrielles prouvées permettant de remplacer certains composants importants pour la sûreté, dans l'éventualité de la prolongation de la durée d'exploitation des tranches au-delà de 40 ans.

L'anticipation de l'obsolescence

EDF a également présenté son traitement de l'obsolescence de certains composants, en particulier, pour des matériels électriques et électroniques dans le cadre d'instances internes dédiées : les observatoires du vieillissement du contrôle-commande et des matériels électriques. Les principales orientations envisagées par EDF concernent la rénovation du contrôle-commande du parc en tirant parti des enseignements apportés par la conception et la réalisation du réacteur EPR, la pérennisation de certains fournisseurs, le dimensionnement des stocks de pièces de rechange pour les équipements actifs, la constitution de stocks stratégiques, ainsi que la fiabilisation des sources électriques. L'IRSN a souligné la nécessité de vérifier périodiquement la suffisance des stocks de composants qualifiés, dont l'approvisionnement doit être pérennisé. Par ailleurs, l'IRSN examinera les projets de rénovation des systèmes de contrôle-commande et des systèmes électriques d'ici les prochaines visites décennales des réacteurs

Le renforcement de la politique de surveillance

L'IRSN a souligné que l'allongement de la durée d'exploitation des réacteurs au-delà de 40 ans pourrait conduire à une majoration du cumul des chargements mécaniques et thermiques pour certains composants ou systèmes importants pour la sûreté. Cela pourrait entraîner une baisse de leurs performances, voire des dégradations (fissurations par exemple). De telles dégradations ont d'ailleurs déjà été rencontrées dans des zones qui n'avaient pas été identifiées a priori comme sensibles. Pour l'IRSN, les programmes de surveillance des matériels devront être renforcés, notamment en étendant les zones à surveiller et en améliorant les méthodes de surveillance. De nouveaux moyens d'examen non destructifs et des moyens de simulations devront être développés pour rechercher ou suivre les dégradations dues au vieillissement. De plus, l'IRSN a souligné certaines difficultés qu'il sera nécessaire de surmonter, comme par exemple le maintien des compétences du personnel dans le domaine des contrôles non destructifs.

Température ambiante élevée pour les pompes d'injection de sécurité

Le 31 juillet 2007, EDF a déclaré des écarts de conformité relatifs à la tenue en température des pompes d'injection de sécurité à haute pression des réacteurs de 900 MWe (à l'exception des réacteurs des centrales de Fessenheim et du Bugey). Des modifications ont été effectuées en 2008 et 2009 en vue de la remise en conformité de ces pompes. Toutefois, lors du réexamen de sûreté associé aux troisièmes visites décennales des réacteurs de 900 MWe, la prise en compte des périodes de fortes chaleurs observées en 2003 et 2006 a conduit EDF à définir une nouvelle modification qui a été analysée par l'IRSN.

Les écarts de conformité déclarés en 2007

En 2007, EDF a déclaré des écarts de conformité des réacteurs de 900 MWe (à l'exception des réacteurs de 900 MWe de Fessenheim et de Bugey), susceptibles de mettre en cause la tenue en température des pompes d'injection de sécurité à haute pression (pompes ISHP) de ces réacteurs et donc leur disponibilité dans certaines situations accidentelles où elles sont requises. Ces écarts et leurs conséquences possibles en termes de sûreté ont été décrits dans le [rapport public 2007 de l'IRSN](#).

La remise en conformité des installations engagée par EDF en 2008-2009

Afin de remettre ses installations en conformité, EDF a effectué le remplacement de la vanne thermostatique, située sur le circuit de lubrification de chaque pompe ISHP, par une vanne thermostatique qualifiée à plus haute température, semblable à celles équipant les réacteurs de 1300 MWe (voir la figure 1). Peu de temps après leur mise en place en 2008, des détériorations des commandes de ces nouvelles vannes ont été détectées sur plusieurs pompes. Ces détériorations, attribuées aux fluctuations de pression dans le circuit d'huile liées au type de pompe de prégraissage, ont conduit EDF à procéder en 2009 à un changement de technologie de la pompe ([cf. rapport public 2008 de l'IRSN](#)). Les analyses menées par l'IRSN sur ces remplacements d'équipements (vanne thermostatique et pompe de prégraissage) ont conclu à leur nécessité mais non à leur suffisance pour la tenue en température des pompes. Ceci a conduit EDF à mettre en place des mesures palliatives visant à réduire la température maximale susceptible d'être atteinte dans le local des pompes, dans l'attente d'une solution technique définitive

Prise en compte en 2010 des évolutions des températures retenues pour l'air extérieur et la source froide

EDF a examiné l'effet des épisodes de canicule de 2003 et de 2006 sur la disponibilité des pompes ISHP. A l'issue de cet examen, EDF a proposé en juillet 2010 une nouvelle modification, dite « définitive » (voir la figure 2), visant à augmenter la tenue en température d'équipements sensibles des pompes ISHP, à renforcer la surveillance des paramètres de fonctionnement des pompes mais également à limiter l'influence de la température de l'air du local des pompes sur la température de l'huile de lubrification des différents composants de la pompe, notamment ceux sensibles aux températures élevées, comme les vannes thermostatiques équipant le circuit de réfrigération. Pour cela, des hydroréfrigérants ont été implantés sur le circuit d'huile ; refroidis par le système de réfrigération intermédiaire RRI, ils assurent le refroidissement de l'huile indépendamment de la température de l'air du local. Un hydroréfrigérant dit « commun » est utilisé en fonctionnement normal ; un hydroréfrigérant de « sauvegarde » assure le refroidissement de l'huile dans les situations accidentelles nécessitant la mise en service de l'injection de sécurité. En outre, en cas de mauvais fonctionnement du système RRI d'un réacteur, l'hydroréfrigérant dit « commun » peut être refroidi par le système RRI de la tranche voisine.

Analyse de l'IRSN en 2011

En 2011, l'IRSN a analysé la pertinence des hypothèses retenues par EDF pour définir la modification décrite ci-avant, et a examiné si les évolutions matérielles et les procédures de conduite associées, étaient satisfaisantes. En juillet 2011, en conclusion de son analyse, l'IRSN a mis en évidence :

- un risque de défaillance des pompes ISHP par température trop basse de l'huile en période de grand froid, du fait de l'ajout des hydroréfrigérants ;
- des incohérences entre les données retenues par EDF pour définir la modification et les valeurs effectivement constatées et garanties en exploitation ;
- la prise en compte par EDF, pour justifier la modification, de systèmes ne bénéficiant pas du niveau d'exigences requis usuellement au titre de la démonstration de sûreté ;
- des insuffisances de l'instrumentation de surveillance des paramètres de fonctionnement des pompes ;
- un risque élevé d'échec de la mise en œuvre du refroidissement de l'huile par l'hydroréfrigérant dit « commun » dans le délai disponible avant la défaillance d'une pompe ISHP, en cas de mauvais fonctionnement du système RRI de la tranche.

Au regard de l'importance pour la sûreté des pompes d'injection de sécurité à haute pression, l'IRSN a estimé que la mise en place de la modification était opportune. Cette modification rend en effet la température de l'huile de lubrification indépendante de celle du local de la pompe. Toutefois, certains points doivent encore être vérifiés, notamment l'absence de risque de défaillance des pompes du fait d'une température de l'huile qui pourrait être, du fait même de la modification, trop basse dans certaines situations climatiques.

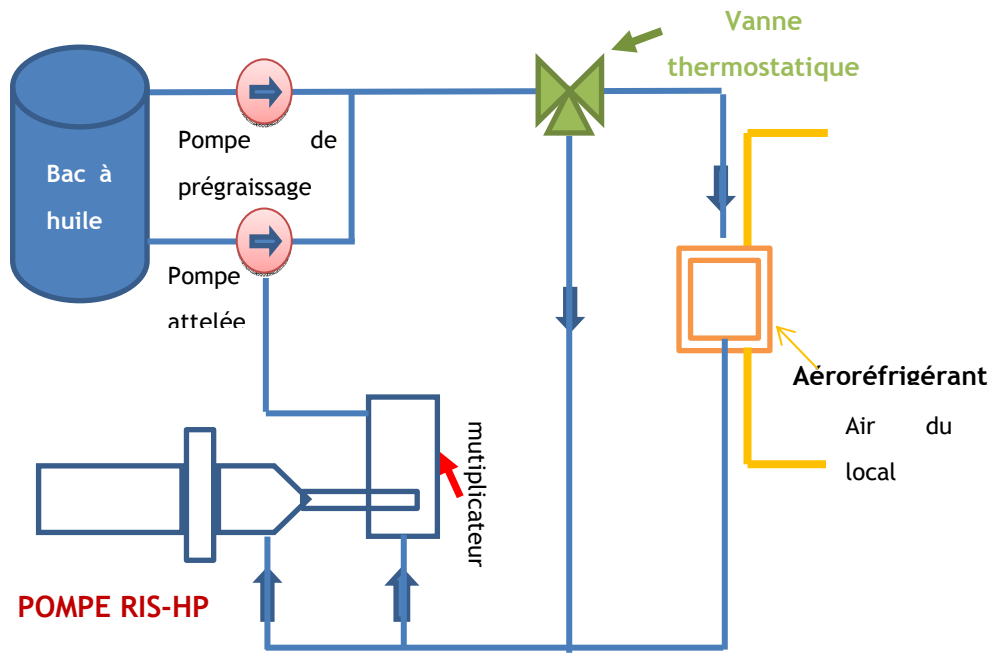


Figure 1. Circuit de lubrification avant modification

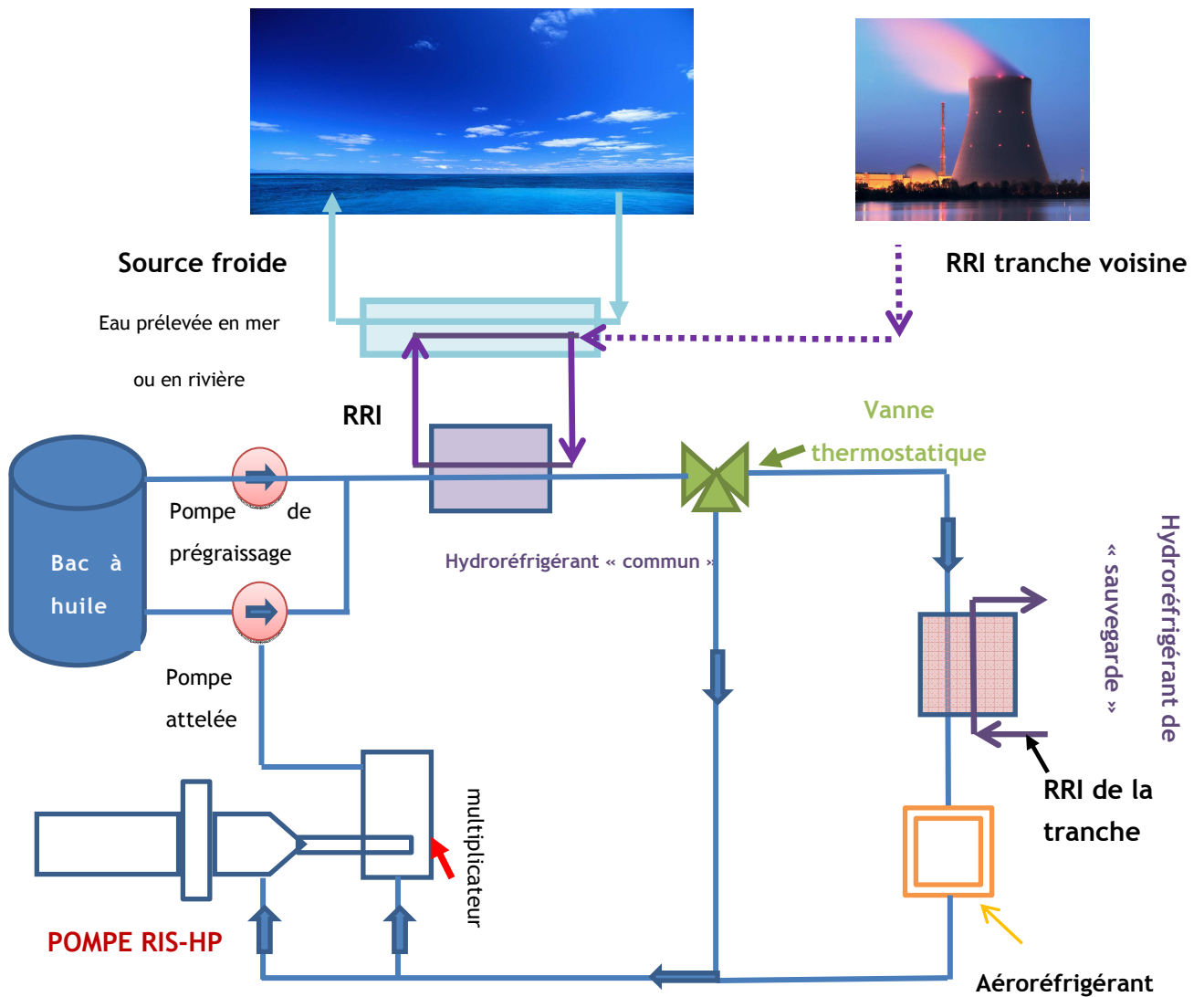


Figure 2. Circuit de lubrification après modification

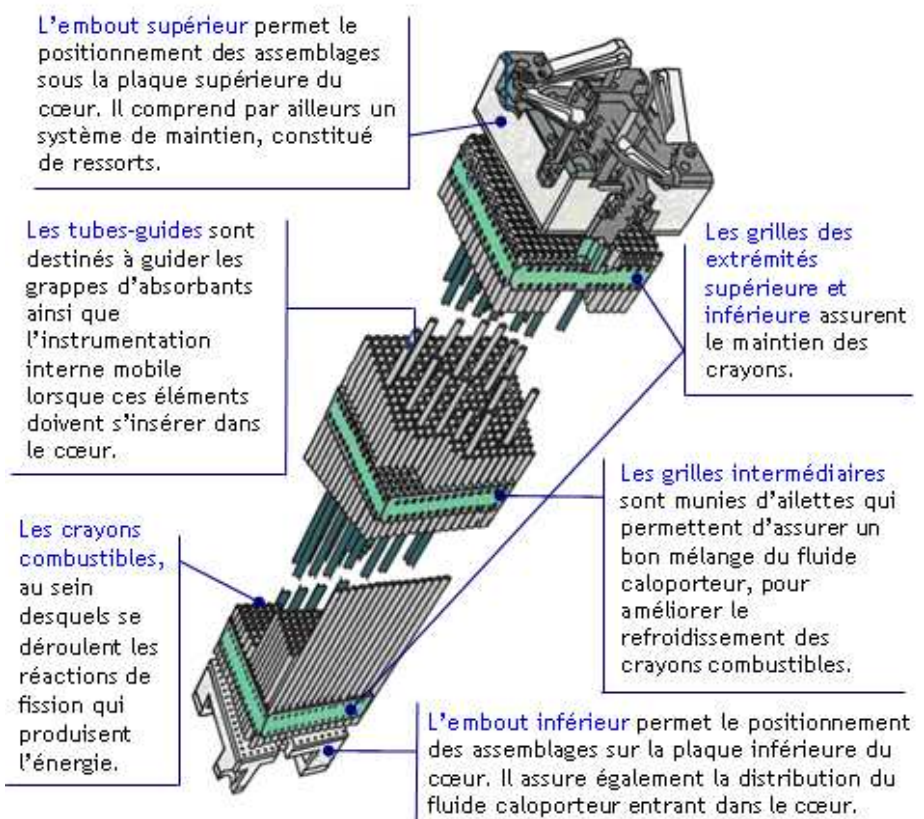
Les cœurs mixtes

Dans le cadre de l'examen en 2011 du retour d'expérience lié au combustible pour la période 2003-2009, l'IRSN a analysé la méthode adoptée par EDF pour évaluer l'effet de la « mixité » des cœurs dans la démonstration de sûreté. Initialement composés d'assemblages combustibles identiques, la plupart des cœurs des réacteurs à eau sous pression français comprennent maintenant des assemblages présentant, par conception, des résistances hydrauliques différentes : ces cœurs sont dits « mixtes ». Cela peut avoir des incidences sur le maintien vertical des assemblages combustibles, sur l'usure due aux vibrations des crayons combustibles, ainsi que sur le refroidissement de ces derniers et de certains composants internes à la cuve. La « mixité » des cœurs doit donc être prise en compte dans la démonstration de sûreté.

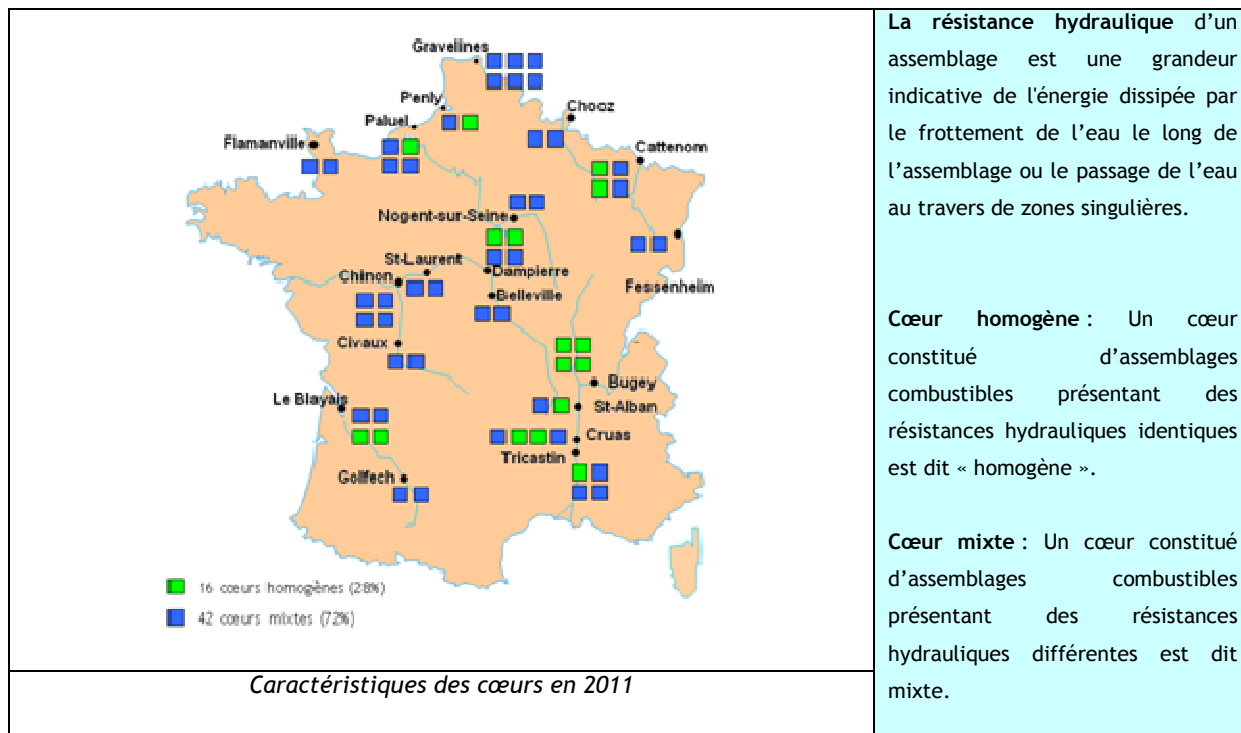
Du cœur homogène au cœur « mixte » généralisé

Dans un réacteur à eau sous pression (REP), le cœur comprend un ensemble d'assemblages comportant les crayons combustibles (voir l'encadré).

Les assemblages combustibles actuellement utilisés dans les cœurs des REP français comportent 264 crayons combustibles et un squelette. Ce squelette est lui-même composé de 25 tubes-guides, de 6 ou 8 grilles de maintien et de mélange (selon la conception des assemblages) ainsi que de deux embouts d'extrémité (voir la figure ci-contre). Si certaines différences de conception des assemblages sont liées aux matériaux utilisés, d'autres concernent la structure même de l'assemblage et donc sa résistance hydraulique.



L'exploitation du réacteur nécessite des arrêts périodiques pour renouveler le combustible. Dans les réacteurs d'EDF, le renouvellement est effectué par fractions de cœur. Dans les premiers temps de l'exploitation du parc nucléaire français, des assemblages combustibles de conception identique étaient utilisés. Au fur et à mesure de l'exploitation des réacteurs, la conception des assemblages combustibles a évolué, essentiellement sur la base du retour d'expérience (mise en place d'un dispositif anti-débris, renforcement de la structure, amélioration des performances hydrauliques...). Les renouvellements de combustible par fractions ont ainsi conduit à la coexistence dans le cœur d'assemblages de conceptions différentes. Par ailleurs, les orientations stratégiques retenues par EDF l'ont conduit à diversifier son approvisionnement d'assemblages combustibles et donc à se tourner vers de nouveaux fournisseurs, avec de nouvelles conceptions d'assemblages combustibles.



Initialement homogènes, les cœurs des réacteurs français ont donc progressivement évolué pour présenter un caractère « mixte », d'abord de manière transitoire, puis de manière régulière. Ainsi, en 2011, compte tenu de la diversification des approvisionnements, environ 70 % des cœurs étaient « mixtes » (voir la figure ci-dessus).

Or, pour un cœur « mixte », la coexistence d'assemblages combustibles ayant des résistances hydrauliques différentes entraîne une répartition des débits différente de celle d'un cœur homogène.

Circulation de l'eau dans un cœur de réacteur à eau sous pression

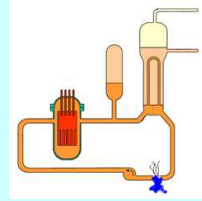
Chaque assemblage combustible est refroidi par de l'eau qui pénètre dans sa partie basse, grâce à des trous percés dans la plaque inférieure du cœur sur laquelle les assemblages combustibles sont posés : l'eau circule préférentiellement de manière ascendante le long des crayons combustibles et extrait ainsi l'énergie dégagée par les réactions de fission nucléaire. Toutefois, elle peut aussi circuler transversalement dans le cœur (débits dits « transverses »). Ces écoulements transverses sont essentiellement dus aux redistributions de débit induites par les écoulements au fond de la cuve et dans les pieds d'assemblage à l'entrée du cœur. La présence des grilles de mélange peut également produire des écoulements transverses.

Incidence des débits traversant le cœur dans la démonstration de sûreté

LES ACCIDENTS DE PERTE DE REFRIGÉRANT PRIMAIRE (APRP)

Les Accidents de perte de Réfrigérant Primaire (APRP) sont provoqués par des brèches dans l'enveloppe du circuit primaire (par exemple, une rupture de tuyauterie). Ils entraînent une perte de l'inventaire en eau de ce circuit. Il peut en résulter un échauffement des crayons combustibles qui peut mener, à terme, à une perte d'étanchéité de tels crayons.

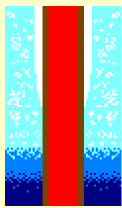
Pour limiter cet échauffement, l'intervention de l'injection de sécurité peut être nécessaire afin d'éviter un dénoyage prolongé des crayons combustibles. Son efficacité dépend de la résistance hydraulique globale de l'ensemble des assemblages mais aussi de la résistance hydraulique propre à chaque assemblage.



Pour garantir le respect des critères de sûreté relatifs à l'APRP, les résistances hydrauliques des assemblages combustibles doivent être inférieures à des valeurs maximales. La différence entre les résistances des assemblages combustibles dans le cœur doit également être inférieure à une valeur maximale.

LA CRISE D'ÉBULLITION

L'eau s'échauffe au contact des crayons combustibles, sous l'effet du flux thermique généré par ceux-ci. Le refroidissement des crayons combustibles est assuré par la circulation verticale de l'eau.

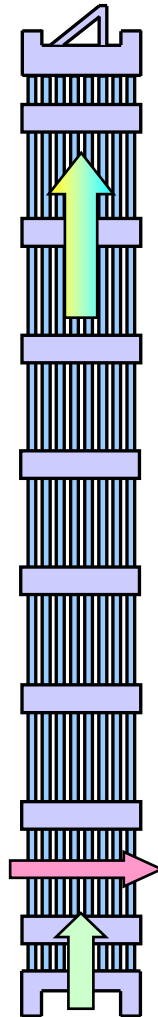


Si le flux thermique dépasse une certaine valeur, un film de vapeur se forme à la surface des crayons. Ce film limite fortement la capacité de l'eau à refroidir les crayons combustibles.

C'est la crise d'ébullition, qui conduit à un échauffement des crayons combustibles, lesquels peuvent se déformer et éventuellement perdre leur étanchéité. Ce risque augmente lorsque le débit est faible et lorsque la puissance thermique est élevée.



Pour garantir le respect des critères de sûreté relatifs à la crise d'ébullition, le débit axial de l'eau à travers les assemblages combustibles doit être supérieur à une valeur minimale par assemblage.



LE FRETTING

Les crayons combustibles sont maintenus latéralement dans les grilles par un système de ressorts. Sous irradiation, ces ressorts se relaxent et autorisent des mouvements vibratoires des crayons, qui peuvent s'user par frottement sur les ressorts des grilles et se percer.

L'usure des crayons est appelée « fretting ».

La présence d'un fort débit transverse en pied d'assemblage est également susceptible de conduire à des vibrations des crayons combustibles et au phénomène de fretting.



Pour ne pas entraîner de phénomène de fretting, les débits transverses doivent être suffisamment faibles pour ne pas mettre en cause le maintien latéral des crayons combustibles.

LE MAINTIEN AXIAL DE L'ASSEMBLAGE

Les assemblages combustibles sont posés sur la plaque inférieure du cœur. Non fixés sur cette plaque, ils sont maintenus en place par la force exercée par la plaque supérieure de cœur sur les ressorts du système de maintien de chaque assemblage, qui compense la force d'envol résultant du débit axial du réfrigérant.



Pour respecter les critères de conception relatif au maintien axial des assemblages combustibles, le débit axial de l'eau à travers chaque assemblage doit être inférieur à une valeur maximale.

La plus grande partie du débit provenant des boucles du circuit primaire traverse le cœur (cette partie est dénommée « débit cœur »). Cependant, un faible pourcentage du débit (débit de bipasse) contourne le cœur et passe notamment dans divers constituants du cœur du réacteur, tels que les tubes-guides , le dôme, le cloisonnement...

Lorsque la distribution du débit d'eau de refroidissement à l'intérieur d'un cœur est hétérogène, cela peut avoir des incidences sur le maintien des assemblages combustibles, sur l'usure par vibration des crayons combustibles, ainsi que sur le refroidissement de ces derniers et de certains composants internes à la cuve. Ces incidences doivent être prises en compte dans la démonstration de sûreté.

Conséquences de la « mixité » d'un cœur sur le « débit cœur »

La coexistence d'assemblages combustibles de conceptions différentes dans un cœur accentue, compte tenu des différences de résistance hydraulique, les redistributions de débit entre assemblages. Ainsi, dans un cœur mixte, le débit sera plus fort dans l'assemblage présentant la résistance hydraulique la plus faible que dans son voisin présentant une résistance hydraulique plus forte : le premier sera relativement « suralimenté », tandis que le deuxième sera relativement « sous-alimenté » par rapport au débit moyen passant dans les assemblages.

Pour un cœur « mixte », le débit minimal à considérer dans la démonstration de sûreté peut ainsi être réduit, tandis que les débits transverses et le débit maximal peuvent être augmentés par rapport aux valeurs qui seraient retenues pour un cœur homogène. L'effet de la mixité d'un cœur sur la sûreté doit donc être considéré dans la démonstration de sûreté.

Démarche EDF pour l'évaluation de la sûreté des cœurs mixtes

Dans le cadre de l'examen en 2011 du retour d'expérience lié au combustible pour la période 2003-2009, l'IRSN a analysé la méthode adoptée par EDF pour évaluer les conséquences de la « mixité » des cœurs pour la démonstration de sûreté. L'examen a montré qu'EDF procédait différemment selon que l'aspect considéré était la crise d'ébullition, l'accident de perte de réfrigérant primaire, le fretting ou le maintien axial des assemblages combustibles. Cette démarche est expliquée dans le schéma de la page suivante.

CRISE D'EBULLITION

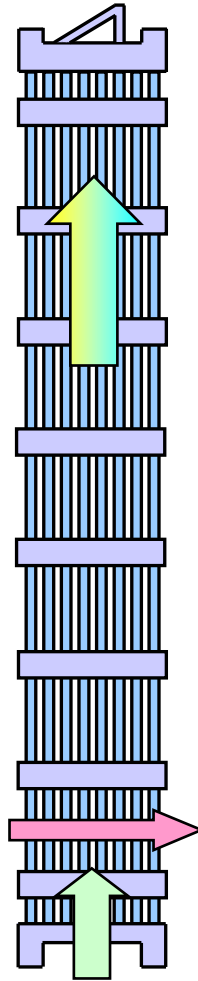
EDF vérifie le respect des critères de sûreté relatifs à la crise d'ébullition à chaque renouvellement de combustible, en tenant compte de la composition exacte du cœur en assemblages combustibles.

Pour cela, EDF exploite les marges dues à la manière dont sont réalisées les études de sûreté, en considérant un cœur homogène. De manière pénalisante, ces études :

- considèrent uniquement le crayon combustible dégageant le plus de puissance ;
- supposent que ce crayon est refroidi par le débit cœur minimal.

Dans un cœur réel, les assemblages combustibles traversés par le débit minimal peuvent comporter des crayons dégageant moins de puissance que le crayon considéré dans le rapport de sûreté.

EDF vérifie, pour chaque assemblage relativement sous-alimenté, que la différence entre la puissance maximale de l'assemblage et celle prise en compte dans le rapport de sûreté permet bien de compenser l'effet de la sous-alimentation.



ACCIDENT DE PERTE DE REFRIGERANT PRIMAIRE (APRP)

EDF ne tient compte de la mixité des cœurs que pour l'étude de l'accident de perte de réfrigérant primaire résultant d'une grosse brèche ; il l'ignore pour des brèches de taille inférieure.

FRETTING

EDF montre que l'effet des écarts de résistance hydraulique entre les différentes conceptions existantes d'assemblages combustibles est négligeable devant les effets des jets en provenance de la plaque inférieure du cœur sur laquelle sont posés ces assemblages.

MAINTIEN AXIAL DES ASSEMBLAGES

EDF établit le bilan des forces s'exerçant sur les assemblages combustibles et vérifie que ce bilan demeure acceptable. Cette évaluation tient compte de la « suralimentation » de certains assemblages combustibles des cœurs mixtes.

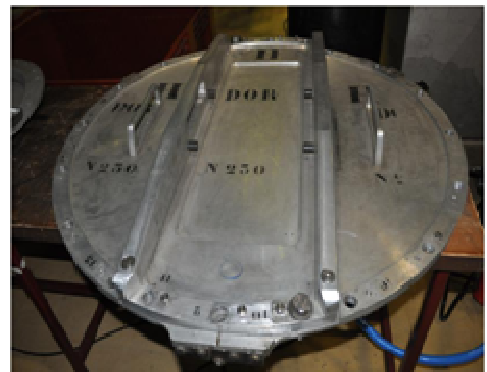
Lors de son analyse, l'IRSN a considéré que la démarche d'EDF devait être complétée par une analyse des conséquences de la « mixité » des cœurs pour tous les accidents de perte de réfrigérant primaire.

Par ailleurs, l'IRSN a estimé que les études du rapport de sûreté devaient être représentatives de la réalité des cœurs. La « mixité » des cœurs étant généralisée, l'IRSN a donc recommandé qu'elle soit considérée dans les études génériques du rapport de sûreté relatives à la crise d'ébullition et aux accidents de perte de réfrigérant primaire.

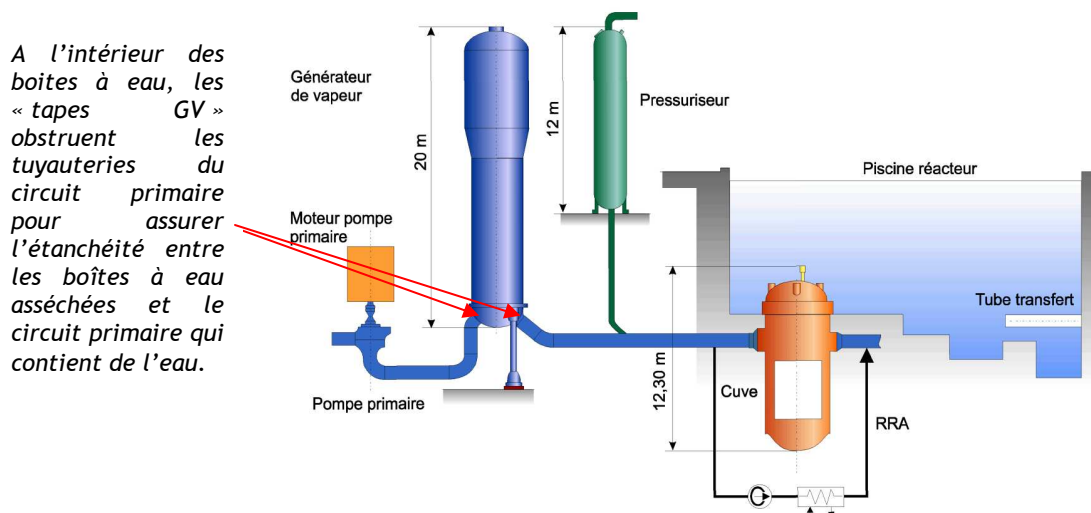
Nouveaux obturateurs pour intervenir dans les boîtes à eau des générateurs de vapeur

EDF a mis au point une nouvelle génération d'obturateurs des tuyauteries primaires à l'entrée des boîtes à eau des générateurs de vapeur. Ces obturateurs sont utilisés pour pouvoir effectuer des opérations de maintenance des générateurs de vapeur alors que le réacteur est à l'arrêt et le circuit primaire ouvert, cuve chargée de combustible ou non. La nouvelle conception garantit leur étanchéité dans le cas d'une surpression primaire et tient compte d'un examen approfondi et exhaustif des faiblesses et des risques que présentaient les obturateurs d'origine. En 2011, à la lumière des résultats des échanges techniques intervenus entre EDF et l'IRSN, l'ASN a autorisé la mise en œuvre des nouveaux obturateurs.

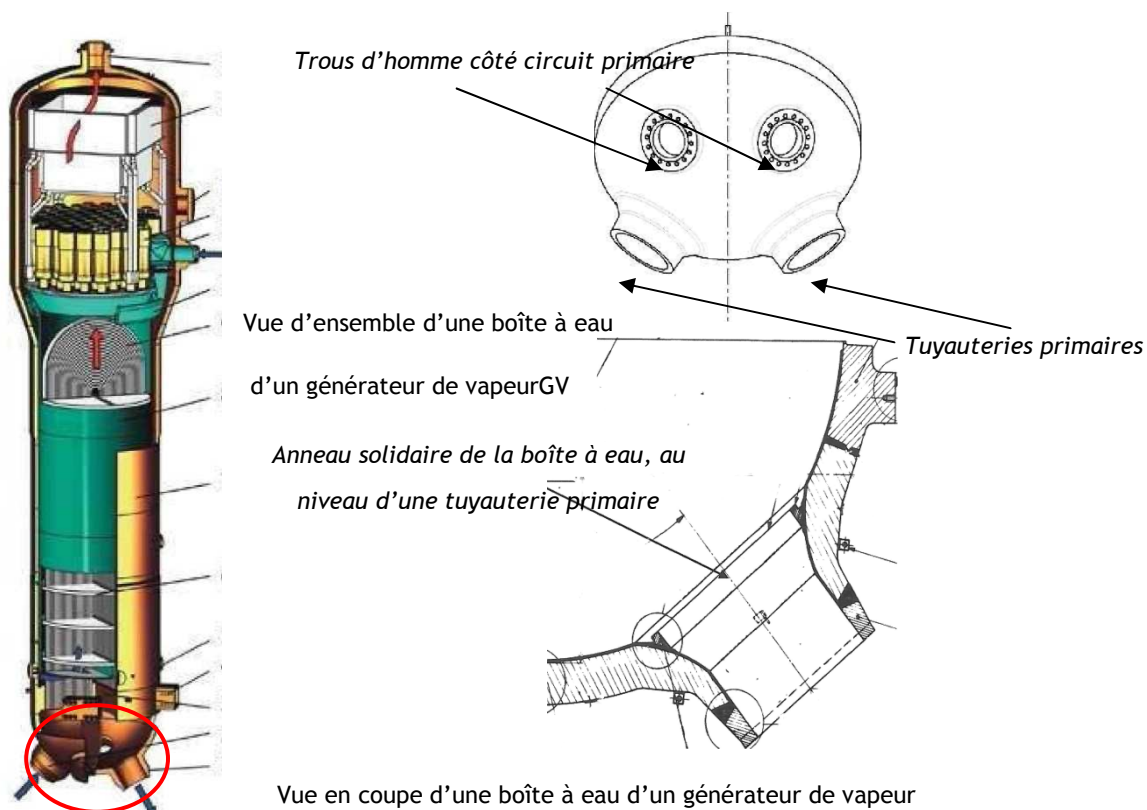
Les « tapes GV » sont des obturateurs qui peuvent être mis en place dans les tuyauteries du circuit primaire à l'entrée des boîtes à eau des générateurs de vapeur. Ces dispositifs sont utilisés pour pouvoir effectuer des opérations de maintenance des générateurs de vapeur alors que le réacteur est à l'arrêt et le circuit primaire ouvert, cuve chargée de combustible ou non. Ils permettent d'assurer l'étanchéité entre les boîtes à eau asséchées et le circuit primaire qui contient de l'eau.



Tape mécano-vissée (TMV)



Après vidange complète de la partie primaire des générateurs de vapeur et ouverture des trous d'homme du côté primaire, des intervenants introduisent, dans les deux boîtes à eau de chaque générateur de vapeur, les éléments constitutifs des tapes par les trous d'homme. Un intervenant entre ensuite dans chaque boîte à eau et vient fixer les éléments sur l'anneau solidaire de la boîte à eau, au niveau de la tuyauterie primaire.



Vue d'ensemble d'un générateur de vapeur

Une fois fixées dans les tuyauteries primaires, les « tapes GV » assurent l'étanchéité entre le circuit primaire et l'intérieur de la boîte à eau. Le circuit primaire (hormis les générateurs de vapeur) et la piscine du réacteur peuvent alors être remplis en vue des opérations de déchargement ou rechargement de combustible. Pour permettre ces opérations, dès que la piscine du réacteur est pleine, le tube de transfert qui la relie à la piscine du bâtiment du combustible est ouvert. La défaillance d'une « tape GV » entraînerait alors une vidange partielle, par le trou d'homme concerné, du circuit primaire et des piscines connectées à ce dernier. Le risque majeur pour la sûreté est celui du dénoyage d'un assemblage combustible en cours de manutention.

L'utilisation des « tapes GV » lors des arrêts pour rechargement, pour des manutentions d'assemblages combustibles a été autorisée par le Service central de sûreté des installations nucléaires (SCSIN prédécesseur de l'ASN) en 1984 au vu d'études montrant que, lorsque le confinement pour l'enceinte est assuré, les conséquences maximales du dénoyage d'un assemblage combustible manutentionné dans le bâtiment du réacteur ne dépasseraient pas 5 mSv pour l'organisme entier ; le niveau d'irradiation dans le bâtiment du réacteur serait néanmoins très élevé.

Questions de sûreté soulevées lors du réexamen de sûreté des réacteurs de 900 MWe associé à leurs troisièmes visites décennales (réexamen VD3-900)

Lors du réexamen VD3-900, les études menées sur les accidents de référence concernant le stockage du combustible en piscine de désactivation ont été réévaluées.

Dès 2002, l'IRSN avait souligné les principales limitations des études réalisées en appui de l'autorisation délivrée par le SCSIN. En particulier, ces études n'abordaient ni l'éventualité d'un dénoyage d'un assemblage combustible dans la piscine de désactivation ni la réaction fortement exothermique d'oxydation à l'air du zircaloy constituant les gaines du combustible.

L'IRSN a montré que, en cas de défaillance d'une « tape GV », la cinétique de vidange de la piscine de désactivation serait rapide et ne laisserait pas aux opérateurs un délai suffisant pour amener en position sûre un assemblage combustible en cours de manutention. Le dénoyage, même partiel, d'un assemblage combustible provoquerait son endommagement et des rejets radioactifs importants dans le bâtiment du combustible qui ne fait pas l'objet d'un confinement statique comme le bâtiment du réacteur. Lors du réexamen de sûreté VD3 900, EDF s'est engagé à prendre des dispositions visant à « pratiquement éliminer » un tel dénoyage.

Dans ce cadre, l'IRSN a considéré qu'EDF devrait vérifier, -sinon améliorer-, les dispositions existantes de conception et d'organisation correspondantes. Notamment, l'IRSN s'est appuyé sur l'analyse du retour d'expérience d'exploitation des réacteurs pour déterminer le scénario enveloppe à retenir pour la conception mécanique des obturateurs ; ce scénario correspond à la décharge d'un accumulateur du système d'injection de sécurité (voir encadré) préalablement pressurisé par de l'azote ou de l'air.

Fin 2008, lors de l'instruction en vue de la clôture du réexamen VD3-900, EDF a proposé un nouveau renforcement des prescriptions d'exploitation afin que les accumulateurs du système d'injection de sécurité soient bien dépressurisés lorsque les tapes sont en place. L'IRSN a considéré que ces dispositions ne permettaient pas « d'éliminer pratiquement » le risque évoqué ci-dessus. En conséquence, pour l'IRSN, il convenait de revoir la conception des tapes, leur qualité de fabrication et les contrôles en exploitation.

A la suite de l'avis de l'IRSN transmis à l'ASN à l'automne 2009, celle-ci a demandé à EDF « *de ne plus utiliser les tapes GV de conception actuelle lorsque le compartiment de stockage de la piscine de désactivation n'est pas isolé du compartiment cuve de la piscine de bâtiment réacteur* ».

La piscine de désactivation, située dans le bâtiment du combustible, est une structure de génie civil doublée d'acier inoxydable qui contient essentiellement des assemblages combustible irradiés mais aussi des assemblages combustible neufs.

Le système d'injection de sécurité est conçu pour refroidir le cœur du réacteur avec un débit suffisant, quelle que soit la taille de brèche du circuit primaire. Une telle brèche dans le circuit primaire provoquerait une chute de pression, dont l'importance serait fonction de la taille de la brèche. Afin d'assurer un débit de refroidissement suffisant pour toutes les conditions de pression, le système comporte trois moyens d'injection :

- des pompes d'injection à haute pression,
- des pompes d'Injection à basse pression,
- des accumulateurs, qui sont des réservoirs d'eau borée sous pression directement connectés au circuit primaire et se déchargeant dans celui-ci dès que la pression primaire descend en-dessous d'un seuil préétabli.

Lorsque le réacteur est volontairement mis à l'arrêt, les vannes qui relient les accumulateurs au circuit primaire sont fermées pour éviter que ceux-ci ne se déchargent dans le circuit primaire qui se trouve alors dépressurisé.

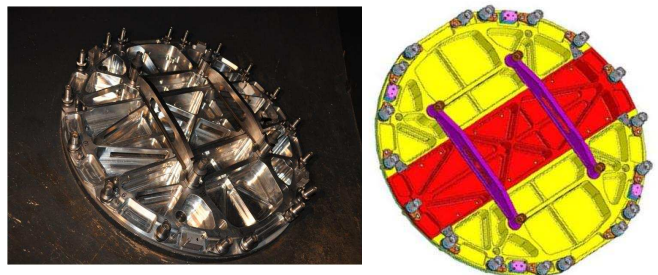
Le traitement de l'anomalie par EDF : la modification des « tapes GV »

A partir de mi-2006, EDF a étudié de nouvelles conceptions des « tapes GV » en fixant un niveau d'exigences plus élevé que pour les tapes d'origine. Les objectifs visés étaient une résistance accrue³, la réduction à un niveau acceptable des sollicitations transmises par les obturateurs aux taraudages des anneaux GV par l'intermédiaire des systèmes de fixation⁴ et la garantie du bon positionnement des obturateurs lors de leur mise en place⁵. Les améliorations recherchées concernaient également le mode d'exploitation des tapes (approvisionnement, mise en œuvre, entretien et stockage) et la réduction des durées d'installation de celles-ci dans les générateurs de vapeur, et donc des doses de rayonnements reçues par les opérateurs qui les installent.

Conformément aux recommandations de l'IRSN (appuyées par l'ASN) en amont de la constitution du dossier de modification, EDF a pris en compte, pour la conception des tapes de nouvelle génération, le risque d'accident grave en cas de leur défaillance. Sur cette base, EDF a retenu d'appliquer des exigences et des critères de conception équivalents à ceux des matériels équipant le circuit primaire principal (niveau 1 des Règles de Conception et de Construction des Matériels).

Les nouvelles tapes, qui seront montées dans les générateurs de vapeur à partir de la campagne d'arrêts pour rechargement des réacteurs de 2012, sont équipées d'un joint passif ne nécessitant pas de surveillance particulière après installation. Pour ces tapes, l'étanchéité ne se fait plus au contact de la surface supérieure de l'anneau solidaire de la boîte à eau du générateur de vapeur mais au contact de la périphérie interne de celui-ci. La partie mécanique est rigidifiée de manière à réduire les sollicitations transmises par les obturateurs aux anneaux solidaires des boîtes à eau GV par l'intermédiaire des systèmes de fixation.

Les obturateurs sont fabriqués en alliage d'aluminium et comprennent trois parties différentes (une partie centrale sur laquelle est fixé le joint passif et deux parties latérales). Ces trois parties sont vissées à leur périphérie sur l'anneau solidaire de la boîte à eau GV par l'intermédiaire de 18 vis munies de deux systèmes de contrôle du bon montage (vérification de la qualité du plaquage et du serrage). Le joint passif



Tape à joint passif (TJP) de nouvelle génération

comporte une chambre « escamotable » pour permettre son installation dans l'anneau solidaire de la boîte à eau GV et une « lèvre » qui assure un deuxième niveau d'étanchéité.

La chambre escamotable est mise en dépression avant introduction dans la boîte à eau ; l'obtention de l'étanchéité est ensuite réalisée par la mise à la pression atmosphérique de la chambre par expansion intrinsèque du joint.

³ : Une plus forte rigidité après mise en place et une meilleure répartition des efforts supportés étaient recherchés.

⁴ : EDF s'est imposé de respecter un critère de cisaillement maximal pour les taraudages des anneaux solidaires des boîtes à eau du GV.

⁵ : Le contrôle de bon montage devrait reposer, sur l'utilisation de deux dispositifs différents.

Appréciation de la modification

Dans son avis transmis à l'ASN en décembre 2011, l'IRSN a estimé que la conception mécanique des tapes de nouvelle génération permettrait une amélioration de la prévention du risque de défaillance d'une « tape GV » du fait d'une surpression accidentelle résultant de la décharge d'un accumulateur du système d'injection de sécurité, préalablement pressurisé par de l'azote ou de l'air.

Par contre, l'IRSN a considéré que le risque de défaillance d'une « tape GV » ne pouvait pas être pratiquement éliminé. Par exemple, du fait d'erreurs conduisant à ne pas achever une intervention de vissage, une « tape GV » pourrait se trouver en limite de sa résistance mécanique (et donc risque de rupture de vis et perte d'étanchéité) dans la configuration normale d'exploitation, avec la piscine du bâtiment du réacteur pleine, alors que les manutentions du combustible sont en cours.

C'est pourquoi, dans son avis à l'ASN, l'IRSN a considéré que les « tapes GV » de nouvelle génération pouvaient être mises en place sans attendre sous réserve qu'EDF étudie rapidement des lignes de défense complémentaires. Ceci peut être rapproché de la recherche de nouvelles dispositions, dans le cadre des évaluations complémentaires de sûreté post-Fukushima, à l'égard du risque de vidange partielle des piscines du bâtiment du combustible et du bâtiment du réacteur (reliées entre elles en cas d'ouverture du tube de transfert), en cas de rupture d'une tuyauterie ou d'une enveloppe connectée à ces piscines.

En effet, même si les événements initiateurs et les hypothèses retenues pour les études sont différents, il s'agit dans les deux cas d'étudier des moyens permettant de limiter les conséquences d'une vidange rapide qui interviendrait pendant les opérations de manutention combustible. La maîtrise de ce type d'accident suppose :

- de pouvoir déposer en position sûre un assemblage en cours de manutention,
- d'isoler ou de limiter la fuite,
- de réaliser rapidement un appoint d'eau dans la piscine dans des conditions d'irradiation très importante dans le bâtiment du combustible et éventuellement, autour du bâtiment du combustible.

Enfin, l'IRSN a souligné que le dispositif de surveillance de l'étanchéité en service des « tapes GV » n'était toujours pas opérationnel sur tous les sites. À la suite de ce constat d'écart, l'ASN a, en février 2012, demandé à EDF d'équiper tous ses réacteurs d'un système capable de détecter une fuite de n'importe quelle tape avec une très bonne fiabilité et qualifié aux conditions d'ambiance.

Risque de boilover au voisinage de la centrale de Gravelines

Dans le cadre de la révision des études de dangers des établissements SEVESO, les Appontements Pétroliers des Flandres, filiale du groupe TOTAL, dont les installations sont voisines de la centrale nucléaire de Gravelines, ont actualisé leur étude de dangers en 2007. Cette étude prend en compte un phénomène qui n'avait pas été retenu jusqu'alors, le boilover. Ce phénomène éruptif se caractérise par la formation d'une boule de feu expulsée à grande hauteur. Il peut se produire à la suite d'un incendie de longue durée dans un réservoir de stockage d'hydrocarbure liquide. EDF a analysé l'impact de ces nouvelles données sur la sûreté de ses installations. L'étude d'EDF a montré que, pour un réservoir plein de pétrole brut, ce phénomène pourrait conduire à des défaillances de certains équipements importants pour la sûreté. A la demande de l'ASN et de la Direction générale de la prévention des risques, EDF et TOTAL ont recherché des actions permettant de réduire ce risque. La stratégie retenue comprenait deux étapes. Une étape provisoire correspondant aux phases de vidange du pétrole brut et une seconde étape consistant au remplissage des réservoirs en gazole. L'IRSN a fourni un appui technique à l'ASN sur ce dossier ; il a formulé des recommandations sur les dispositions retenues par EDF.



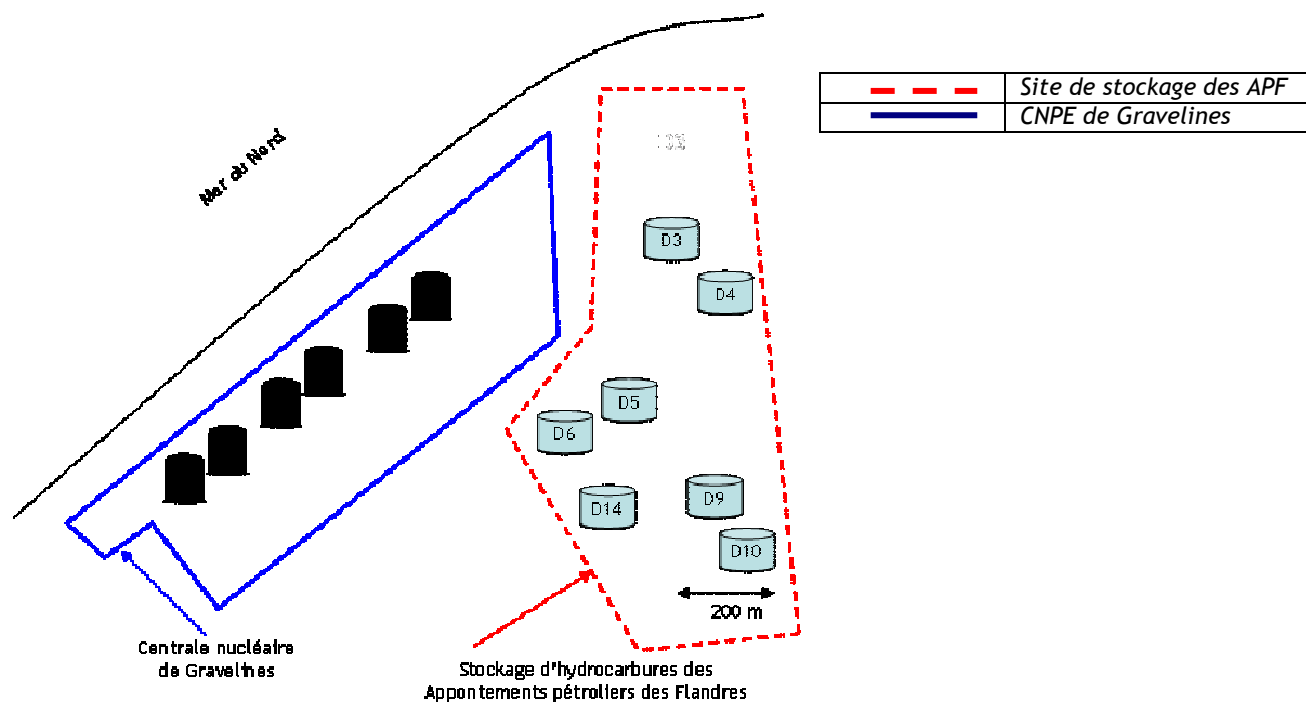


Figure 1 Implantation du site de stockage des APF par rapport à la centrale de Gravelines

L'environnement industriel de la centrale nucléaire de Gravelines

Les six réacteurs de la centrale nucléaire de Gravelines ont été construits à proximité de la zone de stockage d'hydrocarbures des Appontements Pétroliers des Flandres (APF) (voir la figure 1). Les stockages de pétrole brut comportent 6 cuves de stockage de 90 000 m³ et la cuve D14 d'une capacité de 110 000 m³ ; chacune de ces cuves possède un bac de rétention et le niveau de liquide dans chaque cuve est surveillé en continu.

Dès 1982, la « directive SEVESO » a demandé aux entreprises d'identifier les risques associés à certaines activités industrielles. En raison de ses activités, le site des APF est classé établissement SEVESO « seuil haut » pour le risque d'incendie. Parmi les six réacteurs de la centrale de Gravelines, le bâtiment du réacteur n° 1 est le plus proche (700 mètres) de la zone de stockage.

Lors de l'examen de l'autorisation de création de la centrale de Gravelines à la fin des années 1970, le risque majeur d'agression externe identifié était un feu d'hydrocarbure qui se serait déversé dans les bacs de rétention des cuves. Les études réalisées avaient montré que les flux thermiques résultant d'un incendie de toutes les cuves de stockage pouvaient conduire à des températures élevées de certaines façades. La prise en compte de ce risque a conduit EDF à réaliser une butte de 20 mètres de hauteur séparant les deux sites. Cette butte est bordée de chaque côté par un fossé profond de 1 à 2 m. Outre son rôle de protection des bâtiments de la centrale contre les rayonnements thermiques en cas d'incendie d'une nappe d'hydrocarbure dans le dépôt, la butte a également pour fonction d'assurer une rétention du pétrole en cas de rupture d'un réservoir de stockage. En 2007, les APF ont actualisé leur étude de dangers en prenant en compte un phénomène non retenu jusqu'alors, le boilover.

La directive SEVESO distingue deux types d'établissements, selon la quantité totale de matières dangereuses sur site :

- les établissements Seveso « seuil haut »
- les établissements Seveso « seuil bas »

Les mesures de sécurité et les procédures prévues par la directive varient selon le type d'établissements (seuil haut ou seuil bas), afin de considérer une certaine proportionnalité.

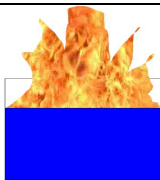
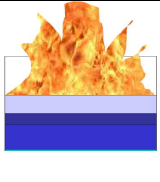
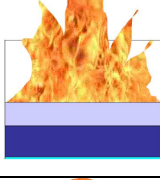
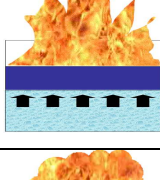
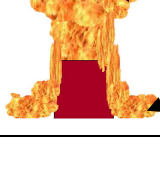
Le phénomène de boilover

Le boilover est un phénomène éruptif caractérisé par la formation d'une boule de feu expulsée à grande hauteur à la suite d'un incendie de longue durée dans un réservoir de stockage d'hydrocarbure liquide dans lequel une faible quantité d'eau aurait décanté. Le boilover ne peut pas se produire avec tous les hydrocarbures liquides. On distingue le boilover « classique » spécifique aux hydrocarbures particulièrement visqueux, comme le fioul lourd ou le pétrole brut par exemple, et le boilover à « couche mince ». Par la suite le boilover « classique » sera nommé de façon plus simple boilover. Lorsqu'un feu se déclare dans un réservoir de stockage de pétrole

Comme le boilover « classique », le **boilover « en couche mince »** est un phénomène éruptif qui se caractérise par la formation d'une boule de feu à la suite d'un incendie dans un réservoir de stockage d'hydrocarbure liquide. Cependant, le boilover « en couche mince » ne concerne pas les mêmes produits que le boilover « classique » ; il est spécifique aux hydrocarbures peu visqueux, comme le fioul domestique, le gazole ou le Jet-A1 par exemple (l'essence n'est pas suffisamment visqueuse pour pouvoir conduire au boilover « en couche mince » ni boil-over « classique »). La quantité de produit participant à la boule de feu d'un boilover « en couche mince » est beaucoup plus faible que celle participant à la boule de feu d'un boilover « classique » ; l'intensité des effets d'un boilover « en couche mince » est donc beaucoup plus faible que celle d'un boilover « classique ».

brut, au début de l'incendie, le produit occupe tout le volume du réservoir avec une composition quasi homogène. En raison du rayonnement des flammes sur la surface du liquide, ce dernier subit une distillation qui conduit à la séparation des coupes légères et des coupes lourdes. Ces dernières descendent progressivement vers le fond du réservoir sous l'effet de la pesanteur et forment une onde de chaleur. Ce phénomène perdure jusqu'à ce que les coupes les plus lourdes atteignent le volume d'eau résiduel situé au fond du réservoir. Le contact entre l'onde de chaleur et l'eau provoque l'évaporation brutale de cette dernière. Cette vaporisation conduit à une augmentation importante et très rapide de volume et joue le rôle d'un piston rejetant à l'extérieur du réservoir, le liquide inflammable restant. Une partie du liquide déborde du réservoir et une autre est expulsée, formant une boule de feu dont la durée de vie est de l'ordre de la minute et dont le rayonnement thermique peut affecter les installations de la centrale les plus proches.

La cinétique d'apparition de ce phénomène est lente ; le boilover apparaît plusieurs heures après le début de l'incendie dans le réservoir.

Déroulement d'un phénomène de boilover		
Étape 1 : feu de bac		Produit pur
Étape 2 : distillation		Coupe légère Coupe lourde Produit pur
Étape 3 : descente des coupes lourdes		Coupe légère Coupe lourde
Étape 4 : vaporisation de la couche d'eau		Coupe lourde Vaporisation de l'eau
Étape 5 : mise en suspension du liquide		Boule de feu Débordement par moussage

Les conséquences d'un boilover sur la sûreté de la centrale nucléaire de Gravelines

Les études menées par EDF montrent que, si un phénomène de boilover survenait dans une cuve de pétrole brut pleine, certains systèmes importants pour la sûreté des réacteurs, tels les alimentations électriques externes, la station de pompage et les systèmes de ventilation, pourraient être atteints par le rayonnement thermique. Les calculs d'EDF ont montré qu'un délai minimum de 60 heures s'écoulerait après le début de l'incendie, avant apparition d'un boilover lorsque les cuves sont initialement pleines. Par ailleurs, plus la quantité de pétrole stockée dans le réservoir est importante, plus le rayonnement thermique reçu par les bâtiments de la centrale sera importante en cas de boilover.

Les actions menées par EDF et par TOTAL

Au vu de ces éléments et après échanges entre EDF, TOTAL et les autorités compétentes, la société TOTAL a annoncé en 2011 un projet de modification du dépôt des APF. Cette modification consiste à remplacer le pétrole brut des réservoirs de stockage par du gazole, hydrocarbure moins visqueux pour lequel un phénomène de boilover « classique » ne peut pas se produire. Seul un phénomène de type boilover en couche mince pourrait se produire.

Toutefois, dans l'attente de cette reconversion du site, prévue pour 2013, les réservoirs des APF sont vidangés jusqu'à leur niveau minimum technique de vidange depuis la fin de l'année 2011.

Pendant les opérations de reconversion du site des APF, les deux réservoirs les plus éloignés des réacteurs de la centrale pourront, selon les APF, rester transitoirement remplis à un niveau supérieur à ce minimum technique afin de permettre la vidange complète et le nettoyage des autres réservoirs. EDF s'est assuré que l'intensité d'un boilover qui se produirait avec un remplissage des réservoirs à leur minimum technique ou pendant les transferts liés à une vidange ne conduirait pas à la défaillance d'équipements importants pour la sûreté de la centrale nucléaire.

De plus, en cas de détection d'un incendie dans un réservoir, EDF pourrait évacuer ou mettre à l'abri l'ensemble du personnel présent sur son site dans un délai maximum de deux heures. Le personnel resterait alors à l'abri tant que subsisterait le risque d'un phénomène dangereux.

L'analyse de l'IRSN a confirmé qu'un boilover survenant dans un réservoir rempli de pétrole brut à son niveau minimum technique (ou à un niveau supérieur pour les deux réservoirs les plus éloignés) ne conduirait pas à la défaillance d'équipements importants pour la sûreté.

Définitions et abréviations

1300 MWe : Réacteur nucléaire français de 1300 MWe

900 MWe : Réacteur nucléaire français de 900 MWe

ASN : Autorité de sûreté nucléaire

ANDRA : Agence Nationale pour la gestion des Déchets RadioActifs

BAN : Bâtiment des auxiliaires nucléaires

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

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

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

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

DVN : Système de ventilation du bâtiment des auxiliaires nucléaires

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

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

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

RCV : Système de contrôle chimique et volumétrique du circuit primaire

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

REP : Réacteur à eau sous pression

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

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

RRI : Système de réfrigération intermédiaire

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

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

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

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

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

VD3 : 3ème visite décennale d'un réacteur nucléaire

Crédit photo/images

EDF : Pages 35, 37, 42, 43, 44, 51, 59, 72(photo), 73, 75,

IRSN : Pages 6, 8, 9, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 18, 19, 21, 23, 27, 28, 33, 34, 36, 38, 39, 45, 46, 57, 60, 66, 67, 68, 72(croquis), 77, 78, 79.