

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

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.

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.

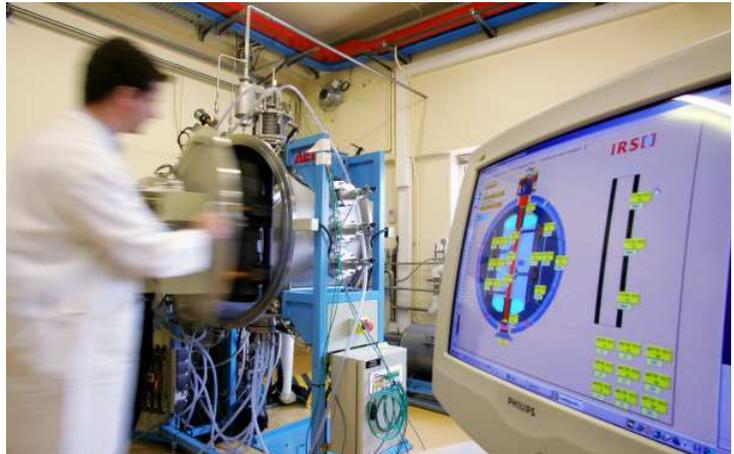
Pour cela, des études de sûreté sont réalisées pour vérifier que, même en supposant l'occurrence de défaillances diverses dans l'installation, les fonctions fondamentales de sûreté restent assurées.

L'importance des études dans la démonstration de sûreté

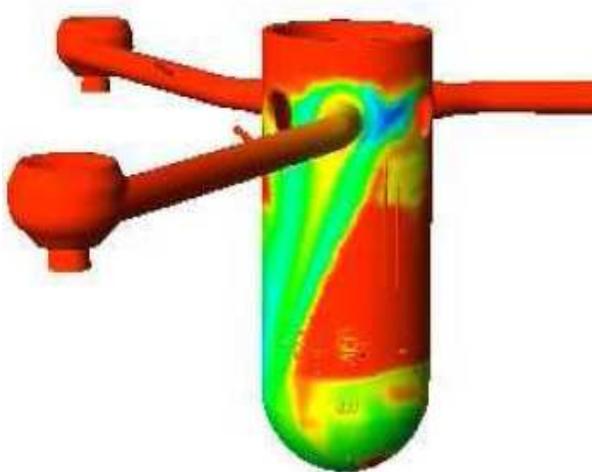
De manière générale, une démonstration de sûreté repose sur des expériences, des essais et des études.

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 :

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.

- 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

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.

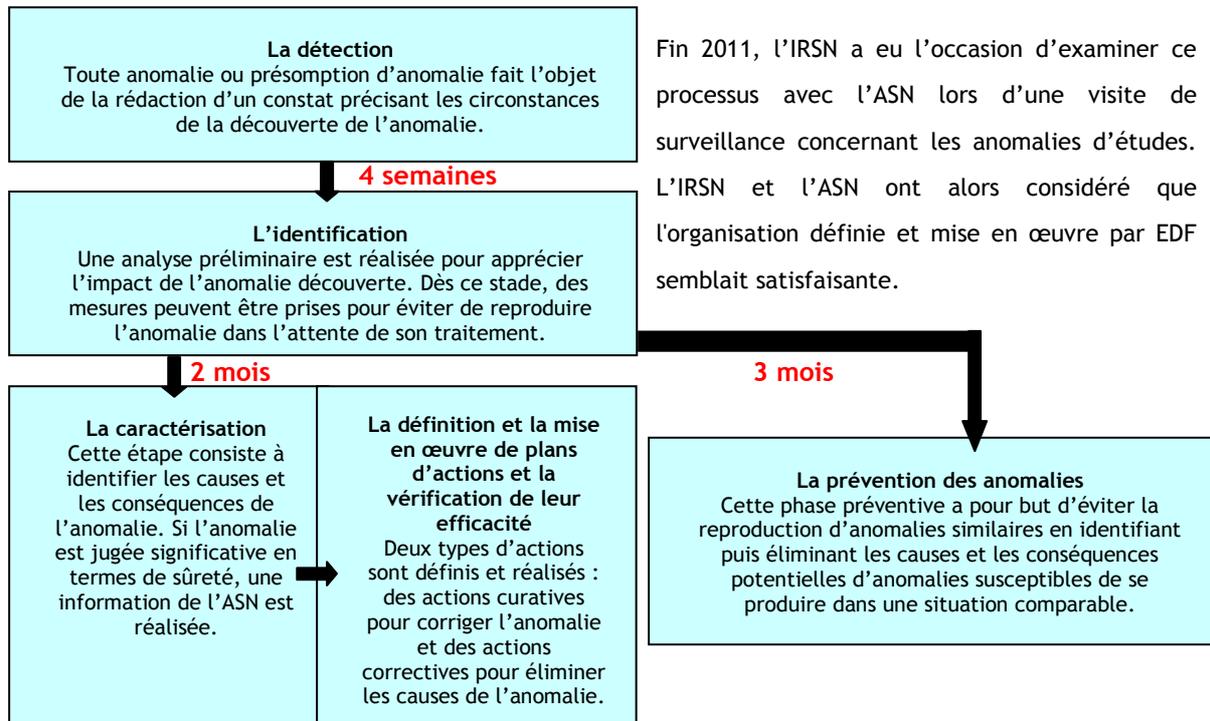
EDF a constaté que la modélisation de la zone située en dessous du couvercle de la cuve dans le code thermohydraulique CATHARE ne permettait pas de rendre compte des phénomènes observés (formation d'une bulle de vapeur sous le couvercle de la cuve) lors de situations réelles (essais, incidents). Ces 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 :

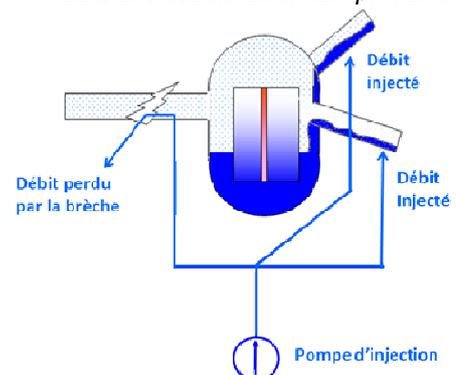
- de maintenir le réacteur sous-critique ;
- d'éviter le dénoyage du combustible nucléaire en apportant de l'eau compensant celle qui s'écoule par la brèche ;
- d'évacuer la puissance résiduelle qui continue de se dégager du combustible après l'arrêt du réacteur.

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.

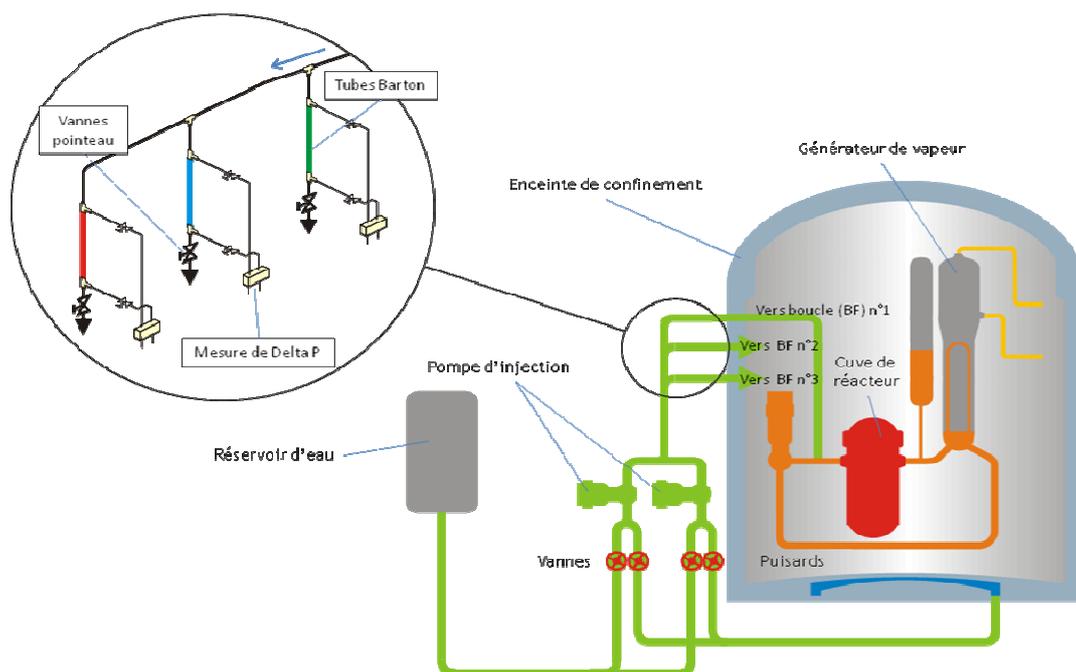


Schéma des trois lignes du système d'injection de sécurité avec l'instrumentation initiale et les vannes à pointeau

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.

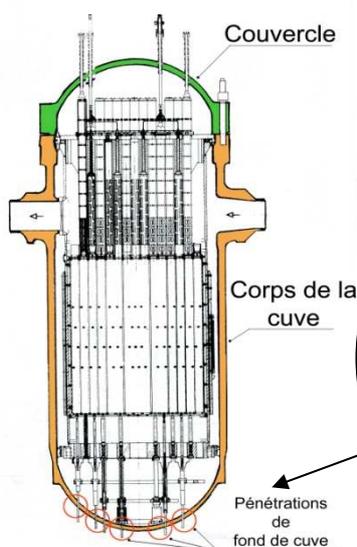


Schéma de la cuve et des pénétrations du fond de cuve

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).

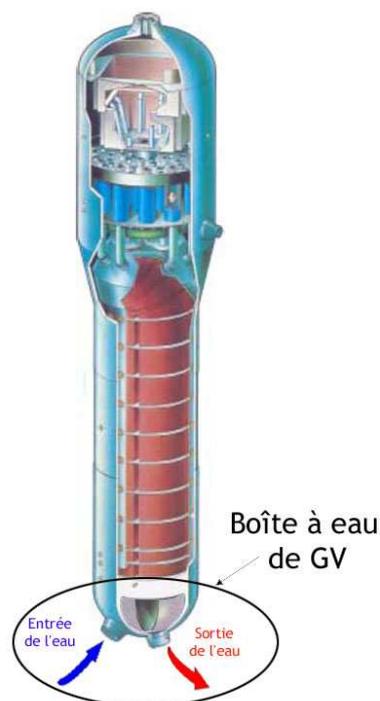
Après ces incidents, EDF a remplacé les piquages des pressuriseurs concernés. Il a également progressivement remplacé les couvercles des cuves des réacteurs de 900 MWe et de 1300 MWe par des couvercles équipés d'adaptateurs en inconel 690, un alliage moins sensible à la corrosion.

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.

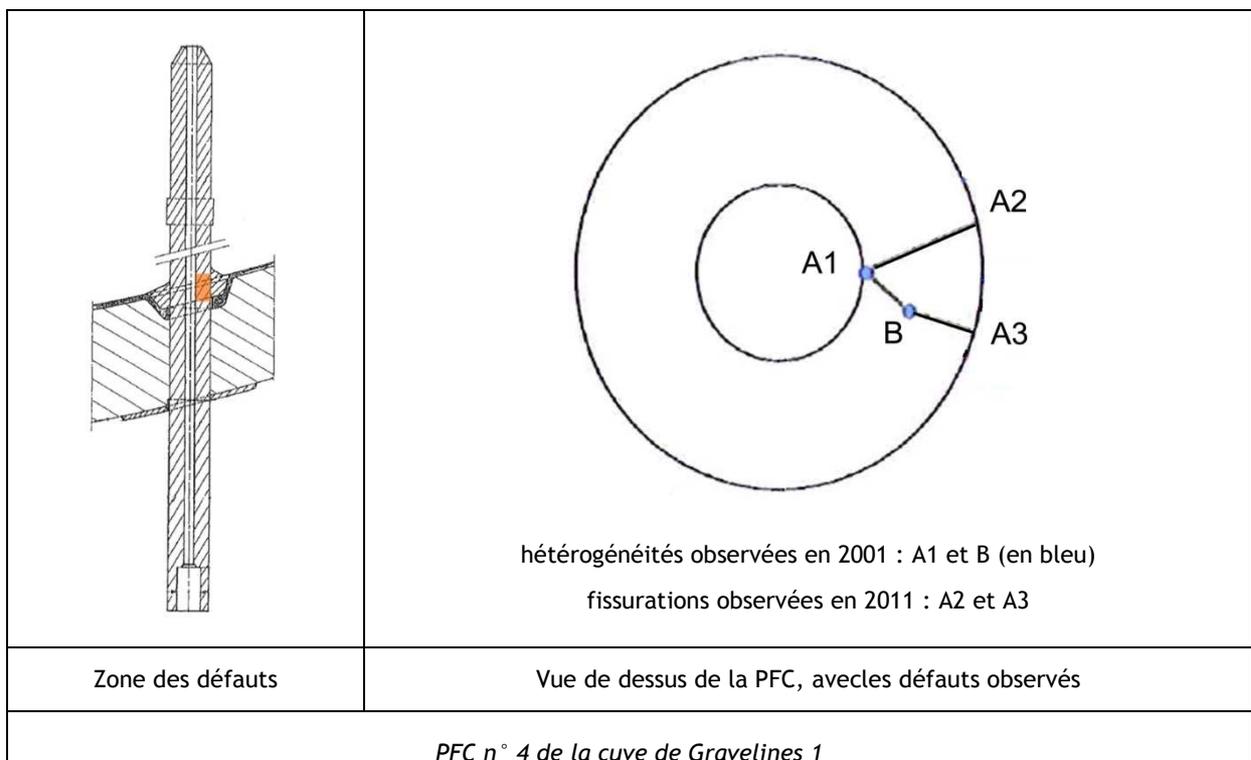
Au titre de ce programme, fin 2011, les PFC de certaines cuves n'avaient pas fait l'objet de contrôles par ultrasons à l'occasion de leur troisième visite décennale, et seul un examen télévisuel externe du fond de la cuve avait été réalisé. Pour ces cuves, les PFC, soit n'avaient jamais été contrôlées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



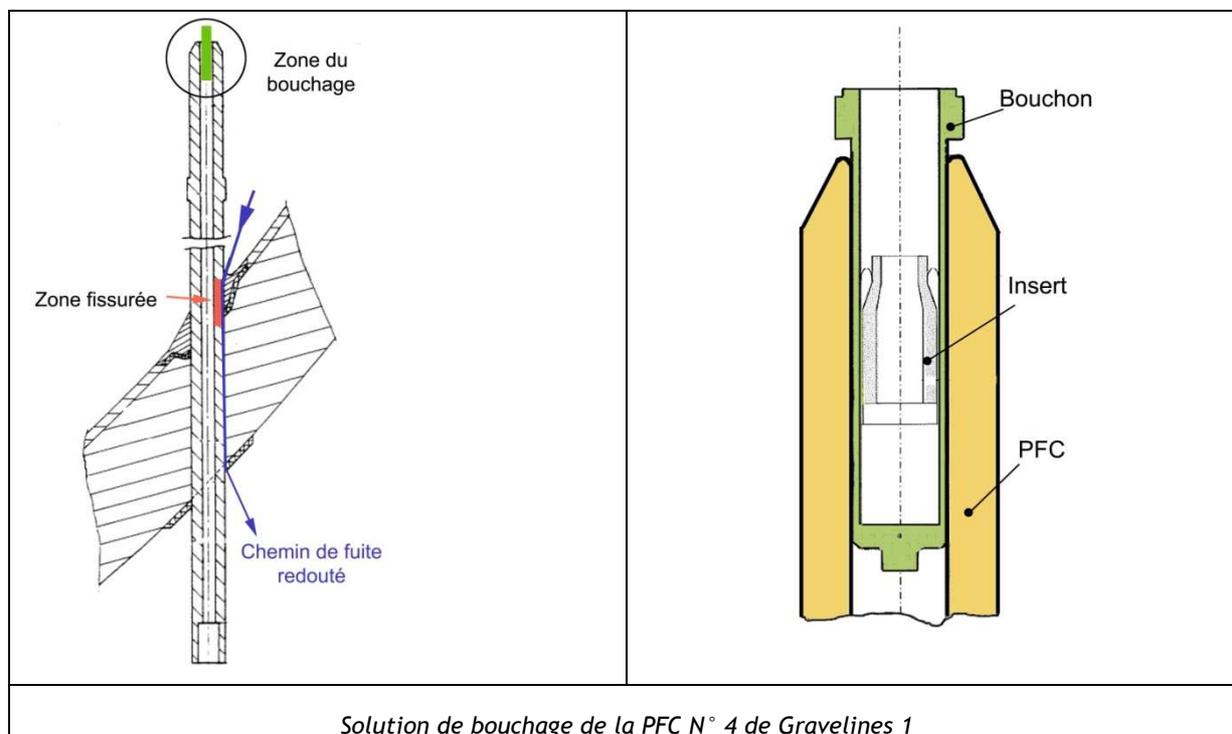
Lors du contrôle par ultrasons de la cuve réalisé en 2001, la PFC n° 4 du réacteur n° 1 de la centrale de Gravelines ne présentait pas de fissuration. Seules deux hétérogénéités métallurgiques datant de la fabrication, de 2 à 3 millimètres de profondeur et de quelques centimètres de longueur, avaient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

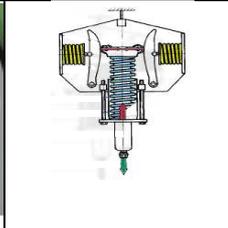
Des défauts de réglage ont été constatés sur certains supports de tuyauteries du circuit d'aspersion dans l'enceinte du réacteur n° 1 de la centrale de Fessenheim. Ces supports, dits « à portance constante », sont destinés à reprendre les efforts dus au poids de la tuyauterie sans entraver, ni sa libre 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.

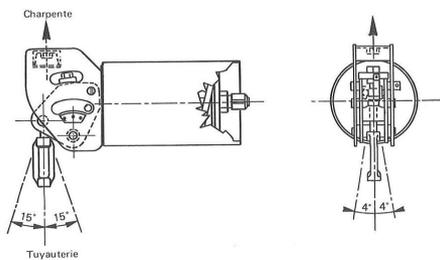
Les supports à portance constante sont des supports dont la réaction reste constante quelle que soit leur position. Il existe deux conceptions de « supports à portance constante », ceux à contrepoids et ceux à ressorts compensés. Les premiers fonctionnent à l'aide de leviers ou à l'aide de câbles et 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.

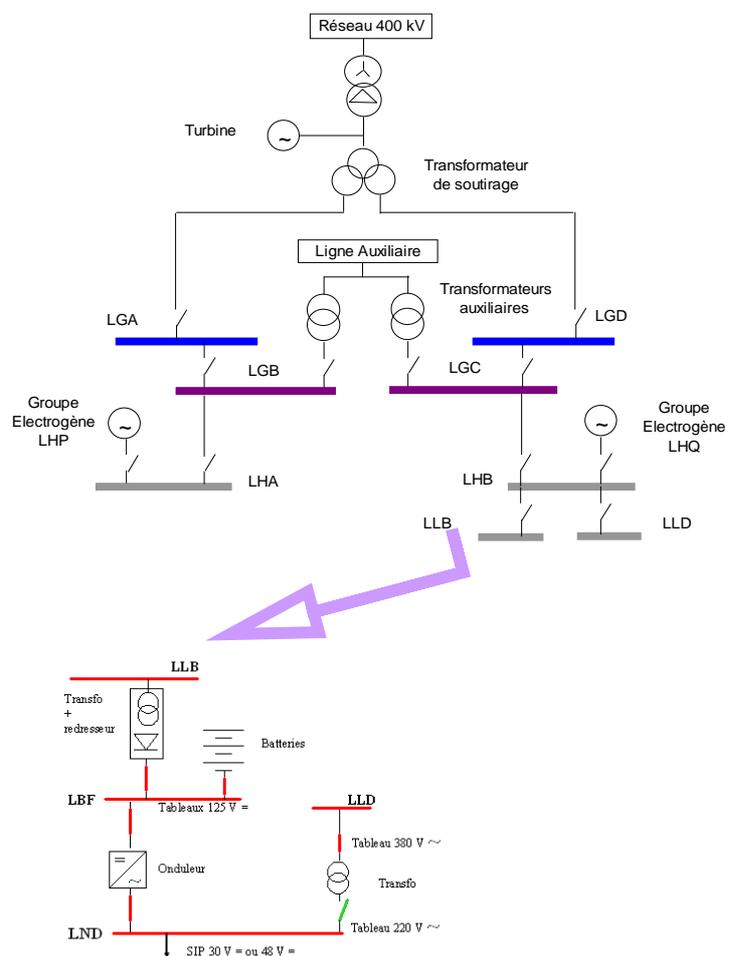


Figure 1 - Schéma des principales alimentations électriques d'un réacteur de 900 MWe.

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.

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.