



**IRSN**

INSTITUT  
DE RADIOPROTECTION  
ET DE SÛRETÉ NUCLÉAIRE

# LE POINT DE VUE DE L'IRSN SUR LA SURETE ET LA RADIOPROTECTION DU PARC ELECTRONUCLEAIRE FRANÇAIS EN 2008

RAPPORT DSR N° 316

DIRECTION DE LA SURETE DES REACTEURS

# SOMMAIRE

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

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

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

# ANOMALIES GENERIQUES CONCERNANT LE PARC

La standardisation des réacteurs à eau sous pression du parc EDF présente de nombreux avantages en matière d'exploitation (mêmes référentiels d'exploitation, maintenance optimisée, partage du retour d'expérience...). Elle peut par contre devenir un inconvénient en cas d'apparition d'un défaut susceptible d'affecter plusieurs réacteurs, voire l'ensemble des réacteurs du parc. Plusieurs anomalies de ce type sont apparues en 2008. Ce chapitre présente six anomalies, dites génériques, particulièrement suivies par l'IRSN.

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

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

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

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

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

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

# Fissuration par fatigue des tubes de générateurs de vapeur

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

## Le générateur de vapeur

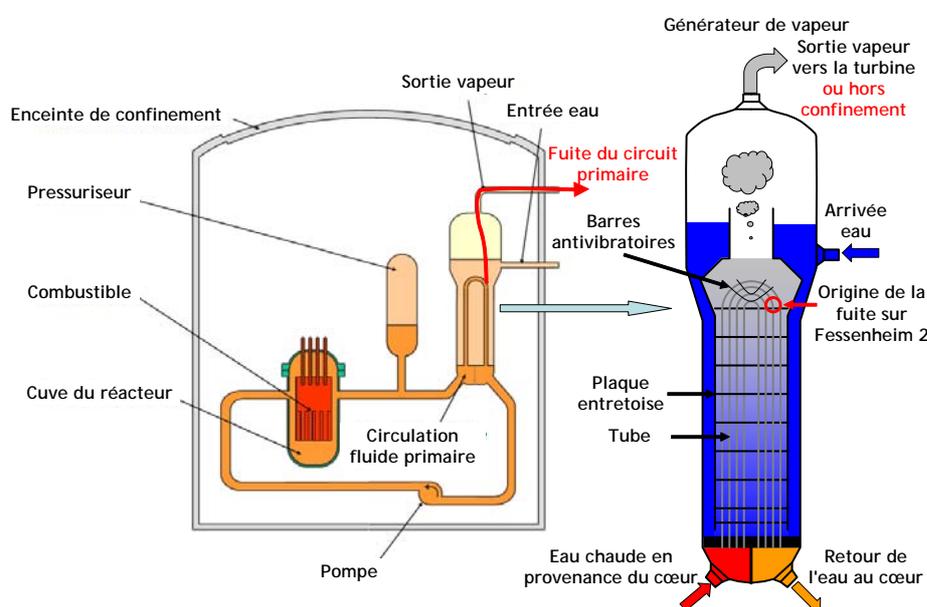


Figure 1 : Schéma simplifié du réacteur n°2 de la centrale de Fessenheim et origine de la fuite

Les générateurs de vapeur (GV) sont des échangeurs thermiques constitués de plusieurs milliers de tubes à l'intérieur desquels circule l'eau du circuit primaire (voir figure 1). Lors du fonctionnement du réacteur en puissance, l'eau est portée à ébullition dans le compartiment secondaire des générateurs de vapeur. La vapeur ainsi produite alimente la turbine de l'alternateur. Les tubes de générateur de vapeur ont une fonction de

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

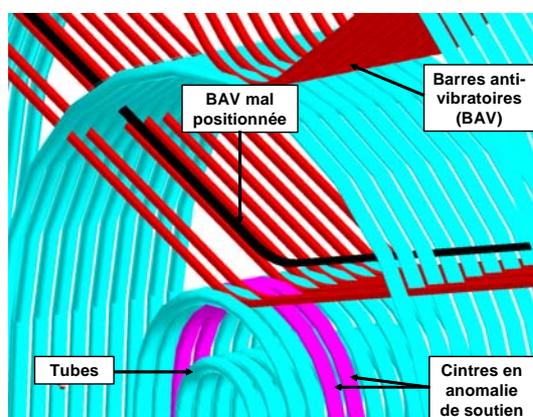
Compte tenu des risques de rejet de gaz radioactif, voire d'eau contaminée, la probabilité d'une RTGV doit être extrêmement faible. C'est ainsi que, pour éviter que cette situation accidentelle ne se produise en France, EDF surveille l'état des tubes de chaque GV (le faisceau tubulaire) en fonctionnement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

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

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

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

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



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

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

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

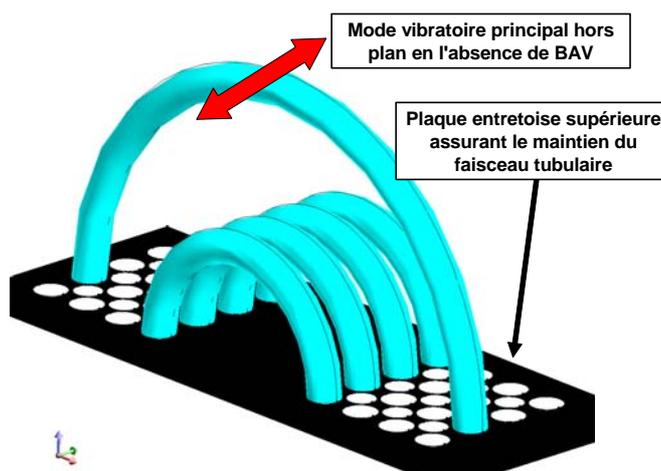


Figure 3 : Schéma du mode vibratoire principal d'un cintre en anomalie de soutien

### Risques en termes de sûreté et conséquences pour le parc

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

### Stratégie de traitement retenue par EDF

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

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

## Préconisations de l'IRSN

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

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

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

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

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

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

## Les conséquences sur le fonctionnement des réacteurs

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

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

### *Le phénomène d'Interaction Pastille-Gaine (IPG)*

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

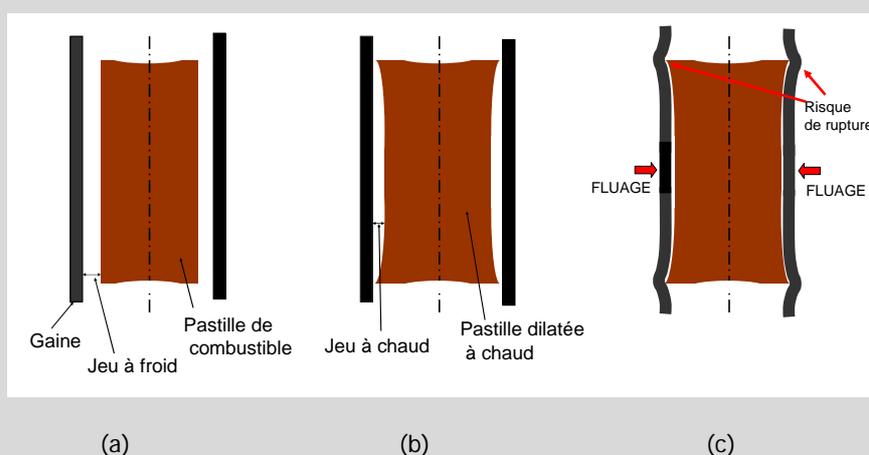


Figure 4 : Le crayon combustible: à froid (a), à chaud (b) et après un certain temps de fonctionnement (c)

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

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

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

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

---

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

---

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

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

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

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

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

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



*Bâtiment abritant un groupe électrogène à moteur diesel*

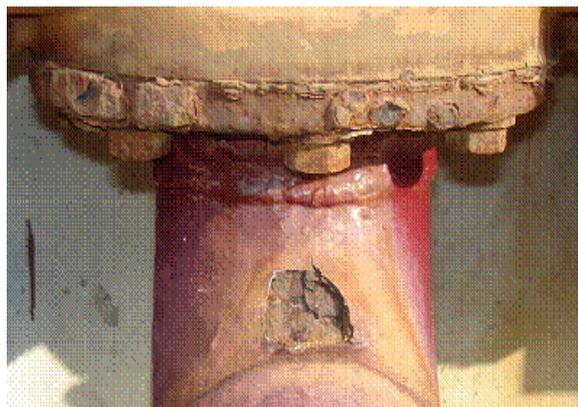
### Des constats de corrosion affectant les aéroréfrigérants des groupes électrogènes de secours

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

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

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

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



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

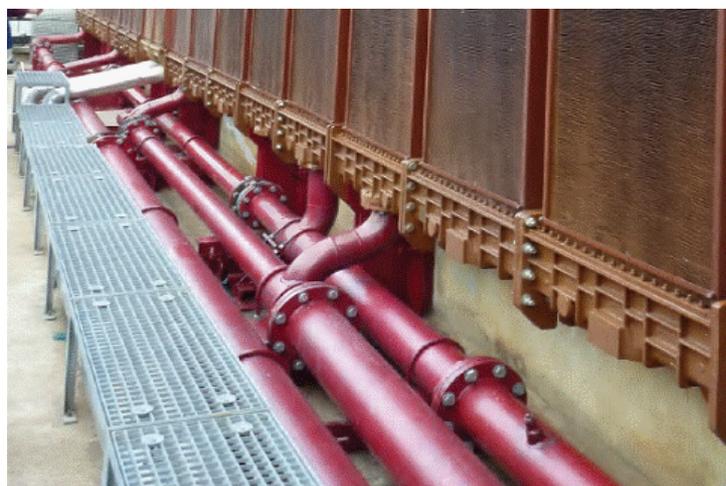
### Un programme de maintenance perfectible et des actions de remise à niveau tardives

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

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

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

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



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

---

# Les risques liés à l'utilisation de l'hydrogène

---

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

## Les utilisations de l'hydrogène dans une centrale

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

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

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

## Les risques liés à l'utilisation de l'hydrogène

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

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

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

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

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

#### Le réexamen de sûreté des réacteurs de 900 MWe

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

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

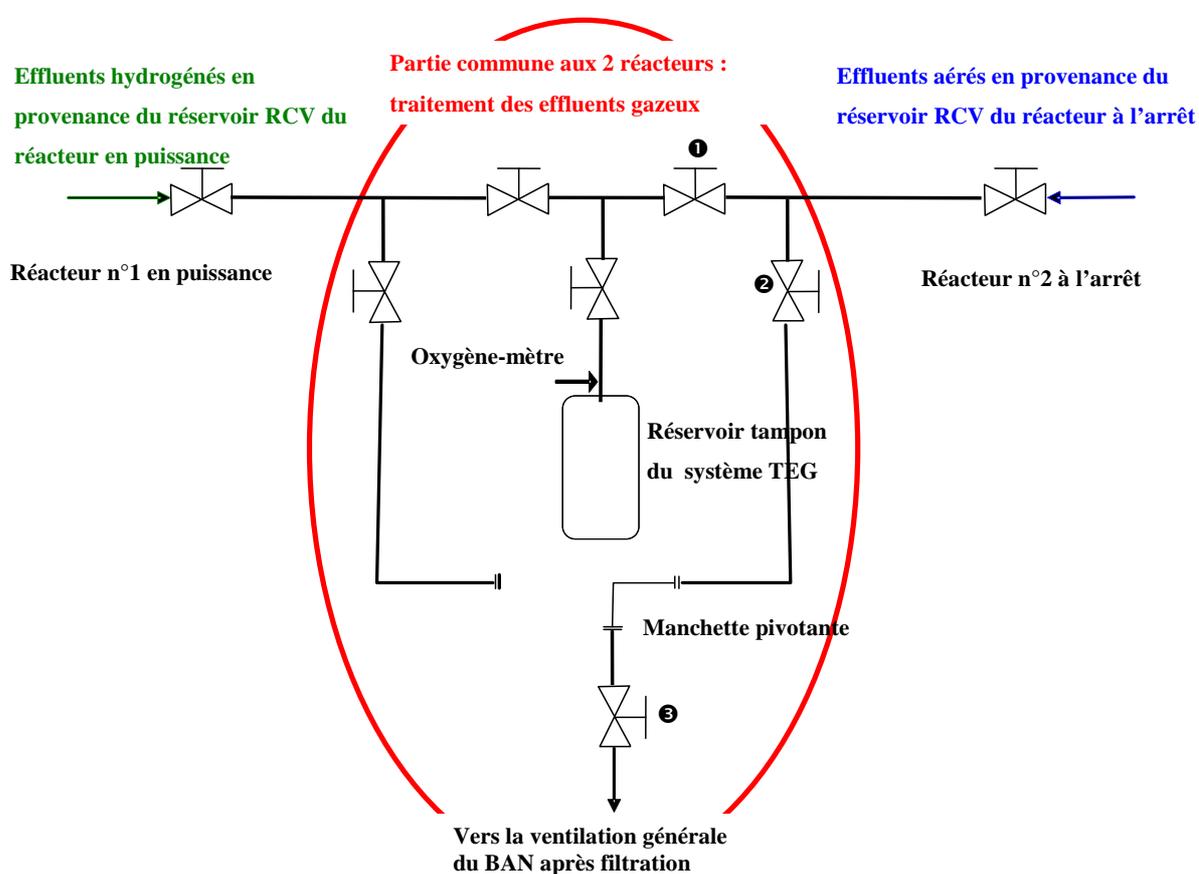
#### Un mélange air-hydrogène dû à une mauvaise position de vannes sur le réacteur n°2 de la centrale de Dampierre-en-Burly

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

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

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

**Figure 1 : schéma simplifié du traitement des effluents gazeux**



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

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

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

#### Des fuites de tuyauteries véhiculant de l'hydrogène

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

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

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

#### Conclusion

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

---

# Introduction d'un nouveau matériau de gainage du combustible

---

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

## Contexte - Historique d'introduction



*Un assemblage combustible*

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

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

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

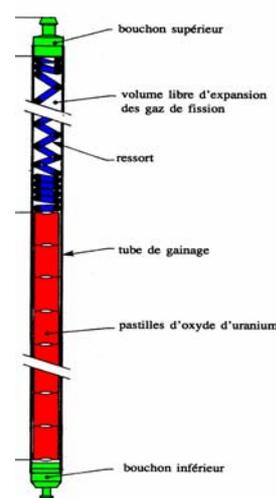
### Retour d'expérience de l'introduction de l'alliage M5

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

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

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

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

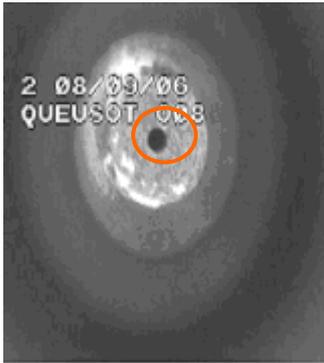


*Schéma d'un crayon de combustible*

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



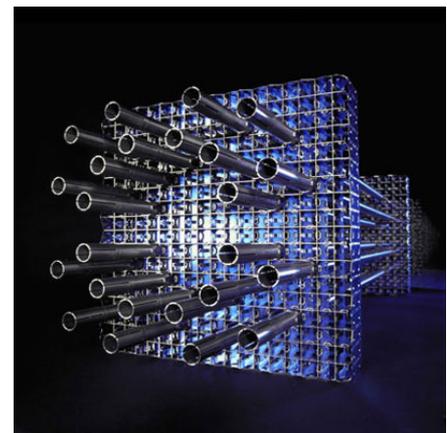
*Percement localisé de la soudure circulaire du bouchon inférieur d'un crayon à gainage en alliage M5*



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

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

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



*Squelette d'assemblage*

### Actions correctives mises en œuvre

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

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

## Le point de vue de l'IRSN

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

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

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

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

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

---

# Température ambiante élevée pour les pompes d'injection de sécurité

---

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

## Les écarts de conformité déclarés en 2007

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

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



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

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

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

---

# Dégradations des supports de certaines canalisations importantes pour la sûreté

---

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

## Les supports des canalisations

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

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

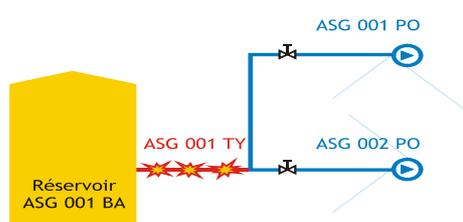
L'objectif essentiel des contrôles de fin de montage est de vérifier la conformité de la réalisation et du montage aux spécifications de conception. Ils portent donc sur la présence, la position et la conformité géométrique des supports, la qualité des liaisons soudées ou boulonnées, l'absence de bridage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

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

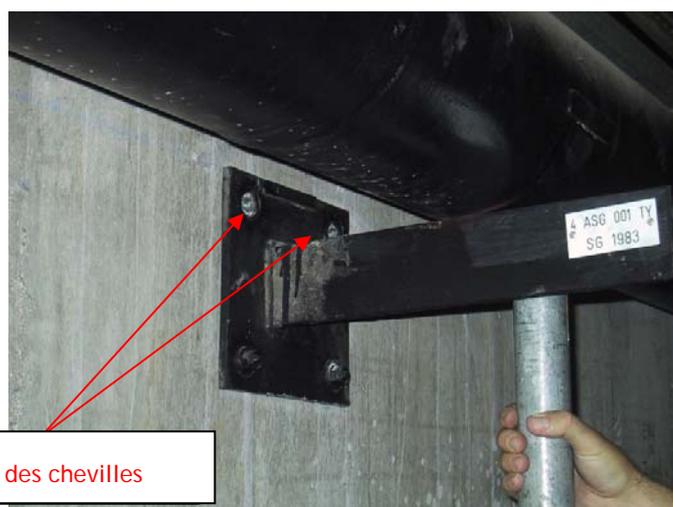
D'importantes modifications des supports des circuits ASG des réacteurs de 900 MWe ont été engagées en 2008. Celles-ci ont pour objet de rendre ces supports conformes aux exigences de tenue au séisme qui leurs sont applicables, mais aussi de renforcer leur tenue aux sollicitations vibratoires, sollicitations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

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

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



Localisation des trois supports dégradés



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

### Causes des dégradations

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

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

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

# Définitions et abréviations

ASN : Autorité de sûreté nucléaire.

BAN : Bâtiment des auxiliaires nucléaires

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

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

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

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

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

DVN : Système de ventilation du bâtiment des auxiliaires nucléaires

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

[INES](#) : International Nuclear Event Scale, échelle internationale des événements nucléaires à but médiatique.

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

RCV : Système de contrôle chimique et volumétrique (du circuit primaire).

Réaction en chaîne : Dans le domaine du nucléaire, une réaction en chaîne se produit lorsqu'un neutron cause la fission d'un atome fissile produisant un nombre de neutrons supérieur ou égal à 1, qui à leur tour causent d'autres fissions.

REP : Réacteur à eau sous pression.

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

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

RRI : Système de réfrigération intermédiaire

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

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

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

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

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

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

# Crédit photo

Page 4 : photo EDF - médiathèque 2008

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

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

Pages 44 et 46 : 2 photos AREVA

Pages 45 et 46 : 2 photos EDF

Page 52 : Photo EDF-CNPE Cruas-Meysse

Page 57 : 2 photos EDF

Page 60 : photo EDF

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