



3

**ÉVÉNEMENTS,
INCIDENTS,
ANOMALIES**



3 ÉVÉNEMENTS, INCIDENTS, ANOMALIES



© Geneviève BAUMONT/IRSN

Vue de la centrale nucléaire de Nogent-sur-Seine.

Comprendre le pourquoi et le comment d'un événement ou d'un incident exige tout d'abord une bonne connaissance des faits et du contexte dans lequel il s'est produit : c'est un préalable pour analyser les causes profondes, estimer l'incidence réelle et potentielle sur la sûreté de l'installation et, le cas échéant, sur les populations et l'environnement, évaluer la pertinence des actions correctives engagées pour éviter qu'il ne se reproduise. Ces analyses constituent une activité essentielle de l'IRSN dans le cadre du suivi de l'exploitation des centrales.

Les origines des événements peuvent être diverses, il peut s'agir de défaillances humaines ou organisationnelles, de défaillances matérielles ou de défauts de conception, mais les origines peuvent aussi être extérieures à la centrale, comme par exemple les agressions d'origine externe.

Une caractéristique du parc EDF des réacteurs à eau sous pres-

sion est sa standardisation. Il est en effet composé de trois paliers de réacteurs, chaque palier comprenant des réacteurs similaires de même puissance (900 MWe, 1300 MWe, 1450 MWe). Outre l'aspect économique, la standardisation présente de nombreux avantages en matière d'exploitation (mêmes référentiels d'exploitation, maintenance optimisée, partage du retour d'expérience...).

Cette standardisation peut néanmoins devenir un inconvénient lorsque l'exploitant découvre une défaillance ou une erreur susceptible d'affecter plusieurs réacteurs, voire l'ensemble des réacteurs du parc ; il s'agit alors d'une anomalie "générique". L'IRSN porte une attention particulière à la détection de telles anomalies et au traitement qu'en fait EDF. Certaines anomalies peuvent nécessiter un traitement complexe et plusieurs années sont parfois nécessaires pour les corriger.

POLLUTION DES SYSTÈMES DE PRODUCTION ET DE DISTRIBUTION D'AIR COMPRIMÉ DU RÉACTEUR N° 2 DE CRUAS

Plusieurs anomalies de maintenance concernant des équipements du circuit de production d'air comprimé du réacteur n°2 de la centrale de Cruas ont conduit à propager de la poudre d'alumine jusqu'aux robinets pneumatiques de régulation de l'alimentation en vapeur de la turbine et à provoquer un dysfonctionnement de ces robinets. EDF a rapidement remis en conformité les matériels défectueux et a remplacé l'organe de commande appelé "positionneur" des robinets affectés ainsi que les filtres chargés d'alumine des circuits de production et de distribution d'air comprimé.

Un programme spécifique de surveillance en service des robinets pneumatiques des principaux circuits du réacteur a été mis en place jusqu'à l'arrêt programmé suivant du réacteur, au cours duquel de nombreuses actions de contrôle et de nettoyage de ces circuits ont été réalisées. L'IRSN a examiné les actions correctives et préventives mises en œuvre par EDF après cet incident.

Les systèmes de production et de distribution d'air comprimé

Deux systèmes dits de production et de distribution d'air comprimé produisent l'air nécessaire au fonctionnement des robinets à commande pneumatique. L'air comprimé fourni doit être de bonne qualité, c'est-à-dire sec et sans particules. Le premier système produit de l'air comprimé au moyen de deux compresseurs redondants. Un séchage de l'air est nécessaire après compression ; il est réalisé au moyen de deux équipements appelés "dessiccateurs", dans lesquels les molécules d'eau sont captées par des billes d'alumine. L'air comprimé est filtré en amont et en aval des "dessiccateurs" et dans un réservoir tampon avant d'être introduit dans le second système qui assure la distribution de l'air comprimé aux robinets pneumatiques via des tuyauteries généralement équipées de filtres et de capacités de stockage.

Les principaux circuits contribuant au fonctionnement et à la mise à l'arrêt d'un réacteur ou sollicités en situation accidentelle ou involontaire sont équipés de robinets à commande pneumatique. Les **robinets pneumatiques** utilisés comprennent des robinets dits

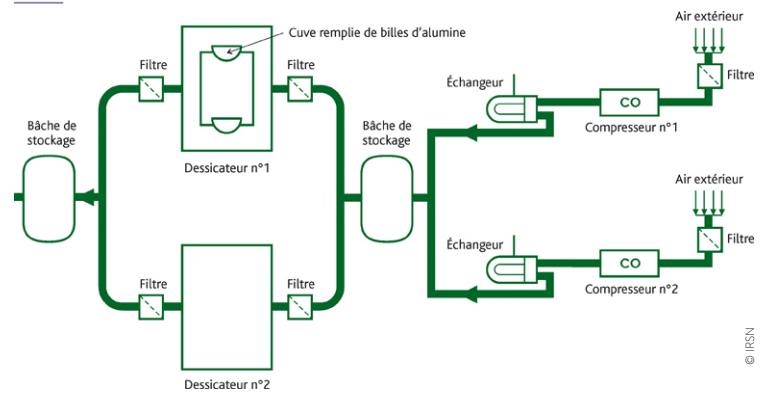


Fig. 3.1 / Schéma du système de production d'air comprimé.

"tout ou rien" (TOR), qui sont en position ouverte ou en position fermée (fonction d'isolement), et des robinets "régulants" dont l'ouverture est variable (fonction de régulation). Leur bon fonctionnement contribue donc à la sûreté de l'installation.

Origine et conséquences de l'événement

En janvier 2013, alors que le réacteur n° 2 de la centrale de Cruas était en production, des dysfonctionnements (blocages en position ouverte) ont affecté deux robinets pneumatiques de régulation de l'alimentation en vapeur du turboalternateur ainsi qu'un compresseur du système de production d'air comprimé de ce réacteur. EDF a rapidement mis en évidence que la cause de ces dysfonctionnements était la présence de poudre d'alumine ; il a remplacé les matériels défectueux et remis en conformité le "dessiccateur" d'où s'était échappée l'alumine.

Une analyse approfondie a permis à EDF de déterminer que de la poudre d'alumine s'était introduite dans les systèmes de production et de distribution d'air comprimé lors d'opérations de maintenance préventive réalisées sur un des "dessiccateurs" et sur les filtres situés en amont et en aval de celui-ci. En effet, lors de ces opérations, le mode opératoire à suivre pour le remplacement de l'alumine dans le "dessiccateur" n'a pas été respecté. La mise en place des billes d'alumine dans les "dessiccateurs" nécessite de réaliser un appoint 48 heures après le remplissage car ce produit se tasse. Dans le cas particulier évoqué ici, cet appoint n'a pas été réalisé, ce qui a entraîné une dégradation des billes d'alumine et leur transformation en poudre, les billes d'alumine ayant eu suffisamment d'espace

Dans un robinet pneumatique, une membrane qui se déplace sous l'effet de la pression de l'air comprimé entraîne le mouvement des pièces internes qui réalise l'ouverture ou la fermeture du robinet. L'ouverture d'un robinet réglant est commandée par un positionneur qui régule le débit de l'air comprimé en fonction d'une consigne de position issue d'un système de régulation, au moyen d'une électrovanne dont l'ouverture est variable.

pour se déplacer sous l'effet du flux d'air traversant le "dessiccateur" ; le frottement des billes les unes contre les autres a entraîné leur érosion.

De plus, le serrage des filtres protégeant le "dessiccateur" était insuffisant et le filtre situé en amont de celui-ci était équipé d'une cartouche de dimensions inférieures à celles normalement prévues. La poudre d'alumine aspirée par l'appel d'air comprimé lié au fonctionnement des robinets pneumatiques s'est alors propagée dans le système de distribution d'air comprimé, à travers ces deux filtres inétanches. EDF a estimé à 20 litres la quantité de poudre d'alumine ainsi disséminée dans les systèmes de production et de distribution d'air comprimé. La granulométrie de cette poudre était comprise entre 1 et 4 microns.

En cas de pollution des circuits d'air comprimé, la poudre d'alumine s'accumule dans la buse d'entrée et dans les pièces internes du positionneur des robinets (figure 3.2), jusqu'à obstruer les conduits d'alimentation en air comprimé et entraîner le dysfonctionnement des robinets. La dimension de l'orifice de la buse dépend du type de robinet (leur diamètre est compris entre 0,5 et 1,75 mm) ; les orifices de plus petit diamètre sont particulièrement sensibles à l'encrassement par la poudre d'alumine.



© EDF

Fig. 3.2 / Encrassement de l'entrée d'air comprimé du positionneur d'un robinet pneumatique réglant par de la poudre d'alumine.

Ces non-qualités de maintenance sont dues à un manque de rigueur et de contrôle des intervenants dans l'application des procédures. L'analyse des risques liés à l'opération de remplacement de la charge d'alumine du "dessiccateur" n'a pas été entièrement prise en compte au cours de la préparation et de la réalisation des tâches.

Lors de son analyse approfondie de l'événement, EDF a constaté que l'alumine s'était déplacée selon des chemins correspondant aux plus fortes consommations d'air comprimé, c'est-à-dire principalement dans les tuyauteries d'alimentation des robinets de régulation en fonctionnement permanent, comme, par exemple, la régulation de l'alimentation en eau des générateurs de vapeur ou celle de l'alimentation en vapeur du turboalternateur.

Le dysfonctionnement du compresseur du système de production d'air comprimé lors de son fonctionnement à vide révéla lors d'un essai périodique n'a pas eu de conséquence réelle sur l'installation. Les dysfonction-

nements des deux robinets de régulation du débit de vapeur alimentant la turbine du turboalternateur n'ont pas eu de conséquence sur la sûreté du réacteur, mais ont eu des conséquences sur l'exploitation de la centrale car ils ne permettaient plus au turboalternateur de répondre aux variations de charge du réseau électrique. Cependant, la plupart des robinets pneumatiques n'étant pas protégés par des filtres suffisamment fins pour retenir les particules d'alumine, la pollution aurait pu provoquer les défaillances, éventuellement simultanées, d'autres robinets pneumatiques dans des circuits importants pour la sûreté du réacteur, en particulier pour les fonctions :

- › d'aspersion d'eau dans le pressuriseur (cette fonction permet de réduire la pression du circuit primaire en cas d'augmentation anormale de celle-ci) ;
- › d'alimentation (normale et de secours) en eau des générateurs de vapeur (cette fonction assure le refroidissement du circuit primaire par la production de vapeur) ;
- › de refroidissement du réacteur par le contournement à l'atmosphère de la vapeur produite dans les générateurs de vapeur (cette fonction permet d'évacuer la puissance thermique du réacteur lorsqu'il est en phase d'arrêt et que le circuit secondaire est isolé).

De tels dysfonctionnements pourraient conduire à un arrêt automatique du réacteur du fait de l'atteinte de valeurs limites de paramètres de fonctionnement ou à une situation incidentelle, par exemple en cas de défaillance de la fonction de refroidissement du réacteur à l'arrêt, ou encore perturber sa mise à l'arrêt sûr en cas de défaillance de l'alimentation en eau de secours des générateurs de vapeur.

La pollution des systèmes d'air comprimé du réacteur n° 2 de la centrale nucléaire de Cruas a donc conduit EDF à réaliser une analyse de risques approfondie et à mettre en œuvre un plan d'actions et de contrôles conséquent pour pouvoir maintenir le réacteur en production jusqu'à l'arrêt programmé suivant l'incident.

La position de l'IRSN

Compte tenu des risques induits par cet incident sur la disponibilité de systèmes nécessaires au fonctionnement, à la mise à l'arrêt du réacteur et à la conduite en situation incidentelle ou accidentelle, l'IRSN a analysé cet événement.

Il lui est apparu que les premières actions réalisées par EDF, consistant à remettre en conformité les matériels pollués par la poudre d'alumine (nettoyage du compresseur d'air, remplacement de la charge d'alumine du "dessiccateur" et des filtres situés en amont et en aval de celui-ci, remplacement du positionneur des deux robinets défaillants) et à remplacer les filtres pollués par de l'alumine, n'étaient pas suffisantes. Pour l'IRSN, elles méritaient d'être complétées par un nettoyage de l'ensemble des tuyauteries des systèmes de production et de distribution d'air comprimé par des chasses d'air et par un contrôle de tous les filtres des systèmes alimentant les actionneurs pneumatiques dont le fonctionnement est nécessaire pour un fonctionnement sûr du réacteur. De plus, l'IRSN a estimé nécessaire que les robinets pneumatiques qui

n'étaient pas protégés par un filtre permettant d'arrêter les particules d'alumine soient contrôlés et que leur positionneur soit remplacé en cas de présence d'alumine.

L'IRSN a considéré que, pour les systèmes participant à la mise à l'arrêt du réacteur tels que l'alimentation en eau de secours des générateurs de vapeur et le circuit de refroidissement du réacteur à l'arrêt, les opérations de contrôle et de remplacement éventuel devaient être réalisées au plus tôt. Il a estimé que les contrôles et les remplacements à effectuer sur les robinets pneumatiques des autres systèmes importants pour la sûreté du réacteur devaient être réalisés au plus tard lors de l'arrêt programmé du réacteur suivant l'incident.

Les actions correctives d'EDF

EDF a rapidement effectué des contrôles des filtres du système de distribution d'air comprimé. Certains filtres, chargés d'alumine, ont été remplacés. Les capacités de stockage de ce système, dans lesquelles de l'alumine était également présente, ont été purgées. Ces interventions ont été réalisées, réacteur en fonctionnement, en respectant les prescriptions des **spécifications techniques d'exploitation**.

Les spécifications techniques d'exploitation d'un réacteur définissent la configuration des systèmes requis dans chaque domaine d'exploitation du réacteur. Elles précisent notamment les durées d'indisponibilité autorisées pour les principaux équipements de ces systèmes et la conduite à tenir en cas de dépassement de cette durée d'indisponibilité.

Compte tenu du risque potentiel que des robinets de régulation, tels que ceux de l'alimentation en vapeur du turboalternateur ou de l'extraction au condenseur, soient à nouveau affectés par de la poudre d'alumine, EDF a modifié le mode d'exploitation du réacteur en excluant, jusqu'à l'arrêt programmé suivant du réacteur, le suivi de charge et les **essais d'ilotage** qui nécessitent la disponibilité de la régulation de l'alimentation en vapeur du turboalternateur.

L'ilotage est une situation d'exploitation de la centrale à puissance réduite, dans laquelle l'électricité produite par le turboalternateur est exclusivement utilisée pour alimenter les besoins propres du réacteur (la centrale est alors découplée du réseau de transport d'électricité).

Une analyse des risques d'indisponibilité de robinets importants pour la sûreté du réacteur a été menée par EDF afin de s'assurer que le maintien du réacteur en production était possible. Cette analyse a principalement porté sur les systèmes importants pour la sûreté du réacteur sollicités lors d'une mise à l'arrêt du réacteur ou en situation incidentelle ou accidentelle.

EDF a évalué la sensibilité des positionneurs des robinets à un encrassement par de la poudre d'alumine en fonction de leur technologie ; il a estimé l'impact d'un

dysfonctionnement de robinets entraînant la perte de la fonction de régulation des robinets réglants sur le fonctionnement de ces systèmes et sur la sûreté du réacteur en tenant compte de la **position de sécurité par manque d'air** de ces robinets.

Losque son alimentation en air comprimé est coupée, un robinet pneumatique se met automatiquement dans la position (ouverte ou fermée) qui correspond au fonctionnement requis pour la sûreté du système ou de l'équipement qu'il alimente. Cette position s'appelle la position de sécurité par manque d'air.

EDF a considéré que les robinets pneumatiques appartenant aux circuits suivants étaient peu sensibles à l'encrassement par de la poudre d'alumine :

- › le circuit de refroidissement à l'arrêt du réacteur ;
- › le circuit de contrôle chimique et volumétrique ;
- › le circuit d'aspersion dans le pressuriseur ;
- › le circuit d'alimentation de la turbopompe d'alimentation de secours des générateurs de vapeur et du groupe turboalternateur de secours (qui assure l'injection aux joints des pompes primaires en situation de perte totale des alimentations électriques).

De plus, EDF a vérifié, par des contrôles, que certains robinets sensibles à l'encrassement, comme par exemple les robinets de l'alimentation de secours en eau des générateurs de vapeur, n'avaient pas été pollués par de l'alumine.

Il a estimé que les robinets TOR n'ayant pas fonctionné depuis la pollution des systèmes d'air comprimé étaient probablement propres et, de ce fait, disponibles lors de la première sollicitation, EDF ayant retenu que le réacteur devait pouvoir être mis à l'arrêt et qu'une intervention serait ensuite réalisée pour remettre en état les robinets défaillants.

En conclusion de ses analyses, EDF a considéré que les systèmes requis pour la mise à l'arrêt du réacteur étaient aptes à remplir leur fonction et que la mise à l'arrêt du réacteur n'était pas nécessaire. Un programme de surveillance, réacteur en service, des robinets pneumatiques des principaux systèmes importants pour la sûreté du réacteur a été mis en place, comprenant la réalisation de contrôles réguliers du bon fonctionnement de ces robinets lors des essais périodiques, notamment des robinets les plus sensibles à l'encrassement, et la vérification régulière de la disponibilité des systèmes d'air comprimé ("dessiccateurs", filtres).

Le réacteur n° 2 de la centrale nucléaire de Cruas a ainsi été autorisé à poursuivre son cycle d'exploitation jusqu'à l'arrêt programmé huit mois plus tard ; au cours de cet arrêt, un programme conséquent d'actions de contrôle et de nettoyage concernant la plupart des tuyauteries et robinets pneumatiques des systèmes importants pour la sûreté du réacteur ou nécessaires au fonctionnement du réacteur a été mis en œuvre. Aucun dysfonctionnement de robinets de systèmes importants pour la sûreté du réacteur ne s'est produit jusqu'à l'arrêt programmé. Cependant, lors du nettoyage effectué à l'arrêt du réacteur, de la poudre d'alumine a été trouvée dans de nombreuses tuyauteries, dans des robinets et dans les filtres protégeant

ces robinets, principalement dans les circuits de régulation de la vapeur alimentant le groupe turboalternateur, d'extraction au condenseur et de retour d'eau alimentaire vers les générateurs de vapeur en provenance du condenseur.

A l'égard des causes de l'événement, EDF a mis en œuvre, à la centrale de Cruas, un ensemble d'actions ciblées destinées à prévenir le renouvellement des défaillances et actions inappropriées dans la réalisation des interventions de maintenance sur les "dessiccateurs" et les filtres du système de production d'air comprimé. Il a notamment révisé les modes opératoires et les analyses de risques associés à ces interventions afin qu'ils soient maîtrisés par tous les intervenants. Ces actions s'intègrent dans le cadre plus général du plan d'actions mis en œuvre en 2013 à la centrale de Cruas pour fiabiliser la qualité des interventions et réduire les non-qualités de maintenance par le renforcement de la formation des agents. Des progrès sont notamment attendus en matière de respect des exigences de sûreté et de maîtrise des interventions.

L'IRSN suivra l'efficacité de ces actions au cours des prochains cycles d'exploitation des réacteurs de Cruas.

+ MISE EN CAUSE DE LA TENUE AUX SÉISMES DE CERTAINS MATÉRIELS

Les fonctions de sûreté d'une centrale nucléaire doivent être assurées en cas de séisme. Des exigences de tenue aux séismes sont donc associées, dès leur conception, aux équipements assurant ces fonctions ou y participant.

Des écarts susceptibles de mettre en cause la tenue aux séismes de certains équipements importants pour la sûreté du réacteur ont été découverts par EDF depuis 2011. Au vu des conséquences possibles de ces écarts, l'IRSN a recommandé qu'EDF déploie plus rapidement que prévu son programme de maintenance et élargisse les contrôles prévus dans ce programme à d'autres équipements.

Pourquoi la tenue aux séismes de certains équipements est-elle mise en cause ?

Les fonctions de sûreté d'une centrale nucléaire doivent être assurées en cas de séisme. Des exigences de tenue aux séismes sont donc associées, dès leur conception, aux équipements assurant ces fonctions ou y participant.

Cependant, des phénomènes peuvent venir affecter leur tenue aux séismes. Ce sont principalement :

- › des phénomènes chimiques ou électrochimiques, tels que la corrosion qui peut entraîner la fragilisation de structures métalliques ;
- › la fatigue mécanique des structures, due à la répétition de contraintes ou de déformations ; en modifiant les propriétés mécaniques locales d'un matériau, elle peut entraîner la formation de fissures et éventuellement la rupture de la structure par exemple lors d'un séisme (charges majorées).

Par ailleurs, des non-conformités de matériels ou de structures peuvent venir affecter leur tenue aux séismes ; il s'agit notamment de non-conformités des ancrages de matériels (absence d'ancrages, nombre insuffisant de points d'ancrage, dimensionnement insuffisant d'ancrages). Des erreurs humaines commises lors du montage (à la construction) ou lors de remontages (dans le cadre d'interventions de maintenance ou de modifications matérielles) peuvent aussi être à l'origine de non-conformités.

La mise en cause de la tenue aux séismes d'un équipement devant résister aux séismes constitue un écart au référentiel de sûreté. Le retour d'expérience montre que de tels écarts affectent principalement des tuyauteries, des supports, des ancrages, des réservoirs, des vannes et des capteurs.

Quels sont les contrôles réalisés sur les équipements dont la tenue doit être assurée en cas de séisme ?

Afin de s'assurer de la tenue aux séismes dans le temps des équipements concernés, EDF leur applique un programme de base de **maintenance préventive** ou "PBMP".

La maintenance préventive comprend l'ensemble des opérations de maintenance exercées sur des matériels pour éviter leur défaillance ultérieure ou en réduire la probabilité d'occurrence. Ces opérations sont prévues à l'avance et intégrées dans des programmes de maintenance.

Ces contrôles peuvent consister en :

- › un examen visuel de la partie visible de l'équipement ;
- › un examen télévisuel (par caméras de petites tailles) dans les espaces restreints ;
- › un **contrôle par ultrasons** pour détecter la présence de défauts à l'intérieur du matériau.

Le contrôle par ultrasons est une méthode de contrôle non destructif qui, au moyen d'ultrasons émis par un palpeur placé sur la surface du matériau à contrôler, permet de détecter la présence éventuelle de défauts situés à l'intérieur du matériau grâce aux échos renvoyés vers le palpeur.

Certains contrôles nécessitent le démontage de calorifuges afin d'accéder aux zones non visibles ; cette opération peut parfois s'avérer complexe. Des écarts peuvent également être détectés au cours de visites menées sur les sites par l'ASN et l'IRSN.

Exemples d'écarts

Les deux exemples décrits dans la suite du texte, qui ont fait l'objet d'une instruction de l'IRSN, illustrent les causes de dégradations de la tenue aux séismes d'équipements. Il s'agit :

- › de la corrosion ou de la fatigue mécanique d'équipements importants pour la sûreté du réacteur connectés au réservoir d'alimentation du système de traitement et de refroidissement de l'eau des piscines du bâtiment du réacteur et du bâtiment du combustible ("bâche PTR") ;
- › de défauts d'ancrage de ventilateurs des réacteurs de 1300 MWe.

Supports de la bâche PTR et tuyauteries connectées à celle-ci

Découverte des premiers écarts à Gravelines :

Lors des contrôles "post-Fukushima" menés par EDF en juin et juillet 2011, de la corrosion à un stade avancé de supports de tuyauteries situées dans les locaux des bâches PTR de l'ensemble des réacteurs de Gravelines a été constatée. EDF a alors conclu à la nécessité de "rénover l'ensemble des supports corrodés" et d'"inspecter les ancrages pour vérifier l'absence de corrosion" dans les locaux de bâches PTR des six réacteurs de Gravelines.

Durant le dernier trimestre de l'année 2011, EDF a réalisé un état des lieux des supports et des ancrages situés dans le local de la bâche PTR du réacteur n° 2. Cet état des lieux l'a conduit à préconiser de brosser puis de remettre en peinture un certain nombre de supports.

En juillet 2012, de nouveaux contrôles "post-Fukushima" ont été engagés concernant les supports des équipements importants pour la sûreté du réacteur n° 2. À cette occasion, un support du circuit d'aspersion dans l'enceinte a été trouvé dans un état de dégradation avancée et EDF a alors conclu à l'impossibilité de garantir la tenue aux séismes des tuyauteries soutenues par ce support. Lors des travaux de remise en conformité, EDF a découvert un nouveau défaut : une fissure de la **coquille** d'une tuyauterie du circuit d'aspersion de l'enceinte de confinement (EAS) (figure 3.3) EDF a déterminé que cette fissure était due à de la fatigue mécanique et a remplacé la coquille.

Début septembre 2012, EDF a également observé de la corrosion à un stade avancé de deux supports du circuit d'aspersion dans l'enceinte du réacteur n° 3 ; la tenue aux séismes des supports et donc du circuit d'aspersion dans l'enceinte ne pouvait dès lors plus être

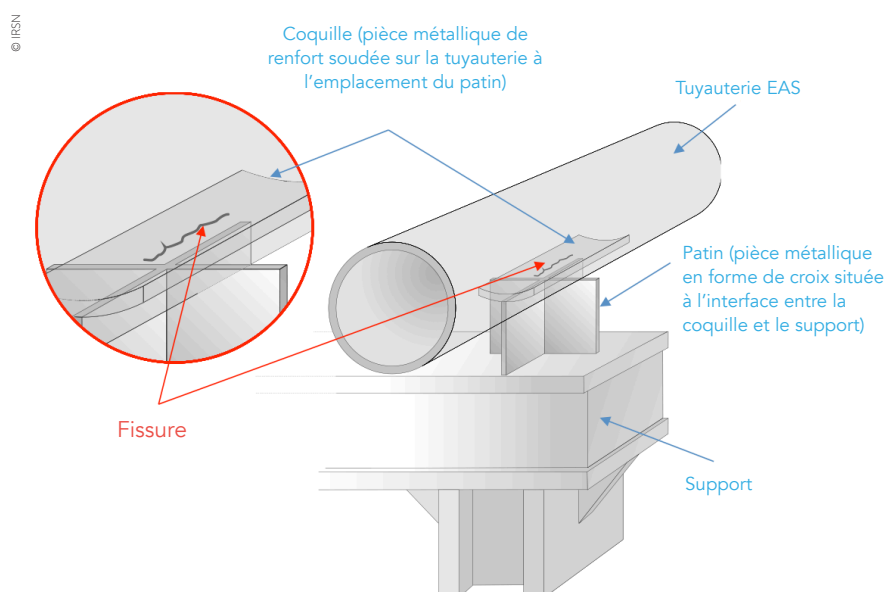


Fig. 3.3 / Support d'une tuyauterie EAS.

garantie. Ce constat d'écart a été fait à l'issue d'une expertise des supports menée après pose d'échafaudages et décalorifugeage de certaines tuyauteries, opérations qui ne sont pas prévues au titre des programmes de base de maintenance préventive (PBMP). A la suite d'une inspection qu'elle a menée au mois de septembre 2012, l'ASN a demandé que lui soit transmis, pour les six réacteurs de la centrale de Gravelines, un état des lieux des dégradations des équipements importants pour la sûreté présents dans les locaux des bâches PTR, en incluant les bâches PTR elles-mêmes. Fin 2012, EDF a donc engagé un programme de contrôles visuels de l'ensemble des équipements importants pour la sûreté situés dans les locaux des bâches PTR des six réacteurs. Lors de ces contrôles, certains supports ont été découverts corrodés, d'autres étaient absents : la tenue aux séismes des circuits PTR des différents réacteurs n'était dès lors pas assurée. A la suite de ces contrôles, EDF a remis en conformité tous les supports des équipements importants pour la sûreté présents dans les locaux des bâches PTR. EDF avait alors souligné le fait que la centrale de Gravelines, située en bord de mer, était plus sujette à la corrosion que d'autres centrales.

Constat du caractère générique des écarts et extension des contrôles aux autres centrales nucléaires :

Lors d'une inspection réalisée par l'ASN au début de l'année 2013, des supports situés dans les locaux de la bache PTR du réacteur n° 4 de la centrale du Blayais ont également été trouvés corrodés. Cette découverte a conduit EDF à proposer un programme de contrôles spécifique, comprenant des démontages de calorifuge, pour les supports proches des bâches PTR des réacteurs n° 2 et 4 de la centrale du Blayais. De nombreux supports ont dû être brossés et repeints. De plus, un support a dû être changé en raison d'une corrosion à un stade avancé. Toutefois, la corrosion constatée de ces supports ne mettait pas en cause la tenue aux séismes des tuyauteries.

Par ailleurs, lors d'une inspection de l'ASN menée en avril 2013 concernant le réacteur n° 1 de la centrale de 1300 MWe de Paluel, des traces de corrosion ont été constatées sur la paroi de la bache PTR. L'exploitant a alors indiqué que les contrôles visuels de la paroi de la bache PTR ne sont plus réalisés dans la mesure où les PBMP ne les prévoient plus, les bâches PTR des réacteurs de 1300 MWe étant situées dans des **locaux fermés** (P4*) ou "**partiellement couverts**" (P'4*). Lors de cette même inspection, plusieurs supports du cir-

cuit d'aspersion de l'enceinte situés dans le local de la bache PTR ont également été vus corrodés.

Il faut souligner que les trois sites affectés par ces écarts (Gravelines, le Blayais et Paluel) sont en bord de mer, où l'air marin est plus corrosif vis-à-vis des aciers. En juillet 2013, face à la récurrence de la découverte d'écarts dus à la corrosion, EDF a renforcé les contrôles de l'état des supports et des tuyauteries (jusqu'alors simplement visuels) par la mise en œuvre d'un examen de la surface de ceux-ci par sondage après retrait du calorifuge autour des supports trouvés corrodés des tuyauteries connectées aux circuits PTR de l'ensemble des réacteurs de 900 MWe (sauf Fessenheim et Bugey), ainsi que d'autres circuits de l'ensemble du parc nucléaire français. L'objectif était de réaliser un point zéro pour les matériels du circuit PTR les plus sensibles à la corrosion. EDF n'avait cependant prévu aucun contrôle des bâches PTR elles-mêmes, car il considérait que ces dernières étaient à l'abri des intempéries, le local les protégeant étant fermé.

Analyse de l'IRSN :

Au vu des résultats de tous ces contrôles, l'IRSN a estimé que les écarts constatés et cités ci-dessus posaient des problèmes de sûreté, les bâches PTR contenant une partie de l'eau nécessaire pour évacuer la puissance résiduelle dégagée par les assemblages combustibles irradiés entreposés dans la piscine de désactivation et pour assurer le refroidissement du cœur du réacteur et alimenter l'aspersion dans l'enceinte de confinement lors de certains accidents. Ces écarts pouvaient s'avérer génériques et la situation des différentes centrales du parc nucléaire devait donc être examinée. Au départ, EDF prévoyait de limiter les contrôles avec décalorifugeage aux centrales situées en bord de mer. L'IRSN a insisté sur le fait que d'autres facteurs que l'air salin pouvaient favoriser la corrosion des matériels et estimé qu'il ne fallait pas limiter les contrôles aux centrales en bord de mer.

L'IRSN a souligné de plus que le retour d'expérience concernant les bâches PTR et les supports et tuyauteries situés dans les locaux de ces bâches, mettait en évidence le mauvais état de ces équipements et l'insuffisance des contrôles réalisés dans le cadre des programmes de base de maintenance préventive. Ces contrôles sont en effet visuels, parfois réalisés à une distance importante car la pose d'échafaudages n'est pas spécifiée et sans déposer le calorifuge des équipements calorifugés. L'IRSN a donc estimé qu'EDF devait accélérer le déploiement du programme de contrôles prévu et dont le périmètre devait être étendu aux bâches PTR et aux tuyauteries connectées ainsi qu'à leurs supports et aux ancrages situés dans les locaux fermés des bâches PTR. Pour en savoir plus sur l'analyse de l'IRSN, » [cliquer ici](#)**.

Les locaux des bâches PTR

Les bâches PTR des centrales de 900 MWe sont (sauf à Fessenheim et à Bugey) placées dans un cuvelage de rétention formant un local "non couvert", c'est-à-dire ne comportant pas de toit ; comme elles ne sont pas protégées contre les intempéries, elles sont calorifugées.

Les bâches PTR des centrales de 1300 MWe P4* et de 1450 MWe sont dans un local fermé ; les matériels situés dans ces locaux à l'abri des intempéries ne sont pas calorifugés. Les bâches PTR des autres centrales sont installées dans des locaux "partiellement couverts" ou dont la couverture ne date pas de la construction (Bugey, Fessenheim et centrales de 1300 MWe P'4*).

(*) P4 = Paluel, Saint-Alban, Flamanville ;
P'4 = Belleville, Cattenom, Golfech, Nogent, Penly.

(**) <http://www.irsn.fr/FR/expertise/avis/avis-reacteurs/Pages/Avis-IRSN-2013-00291-EDF.aspx>

EDF a réalisé des contrôles des supports des tuyauteries connectées aux bâches PTR sur les réacteurs de 900 MWe dont la bache PTR est dans un local non couvert. A la demande de l'ASN, EDF a identifié parmi ces supports ceux présentant une sensibilité particulière à la corrosion. Pour ces supports les plus sensibles, EDF a étendu le périmètre de contrôles aux réacteurs de 1300 MWe de manière variable selon leur situation géographique (bord de mer ou non) et selon le type de local où sont situées les bâches PTR (local couvert ou "partiellement couvert"). Ces propositions d'EDF ne répondent pas complètement aux recommandations de l'IRSN. Les échanges techniques entre l'ASN, EDF et l'IRSN se poursuivent donc.

Ancrages des ventilateurs

Découverte d'écarts à Flamanville et à Paluel

Des écarts ont été découverts concernant les **ancrages de ventilateurs** importants pour la sûreté (figure 3.4) des réacteurs de 1300 MWe des centrales nucléaires de Flamanville et de Paluel.



Fig. 3.4 / Ancrage de ventilateur.

Il s'agissait essentiellement de défauts de dimensionnement de vis ou de chevilles d'ancrage (diamètre inférieur à celui prévu, **vis trop courte ne permettant pas son freinage** (figure 3.5)), de montages de fixation inadaptés (chevilles au lieu d'ancrages scellés ou panachage de différents types de fixation pour un

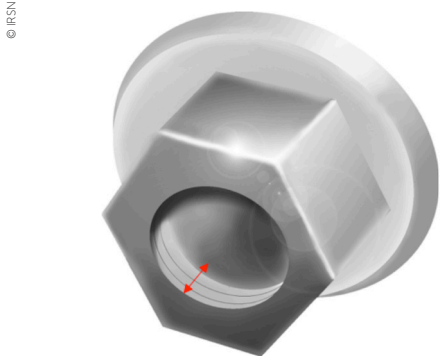


Fig. 3.5 / Vis d'ancrage trop courte.

même ventilateur), d'absences de serrage ou serrage insuffisant d'éléments d'ancrage tels que des écrous, de non-respects des règles de l'art. En cas de séisme, les ancrages concernés pourraient ne pas jouer leur rôle de maintien des ventilateurs qui pourraient alors se désolidariser et ne plus assurer leur fonction.

Les systèmes affectés par ces écarts étaient :

- › le système de ventilation de l'espace entre enceintes (EDE) ; en situation accidentelle, ce système permet le maintien en dépression de cet espace par rapport à l'atmosphère extérieure ; il assure également la collecte des fuites de l'enceinte interne dans l'espace entre enceintes pour les filtrer avant rejet par la cheminée ;
- › le système de ventilation du bâtiment des auxiliaires de sauvegarde, utilisé dans des conditions accidentelles pour maintenir en dépression des locaux contaminés et éviter ainsi la dispersion de la contamination.

L'indisponibilité de ces systèmes en cas de séisme pourrait conduire à d'importantes conséquences pour l'environnement.

Analyse de l'IRSN :

Au vu du nombre de réacteurs nucléaires affectés en 2013 (six réacteurs : deux à Flamanville et quatre à Paluel), l'IRSN a estimé qu'il convenait qu'EDF s'assure, au plus tôt, de la tenue aux séismes de l'ensemble des ventilateurs importants pour la sûreté ou susceptibles d'endommager des équipements importants pour la sûreté pour l'ensemble du parc électronucléaire.

Dans la mesure où, pour les réacteurs de 900 MWe, les contrôles des ancrages des ventilateurs et les mises en conformité éventuelles avaient en majorité été déjà réalisés dans le cadre des examens de conformité à l'occasion des arrêts décennaux, l'IRSN a estimé qu'EDF devrait :

- › accélérer la mise en œuvre des contrôles des ancrages des ventilateurs prévus au titre de la maintenance préventive des réacteurs de 1300 MWe et de 1450 MWe (contrôles de périodicité fixée à dix ans) sans attendre leurs visites décennales, afin de disposer, le plus rapidement possible, d'un bilan exhaustif des résultats des contrôles afin de réaliser un point zéro de l'état des ancrages ;
- › traiter les écarts constatés en fonction de leurs conséquences pour la sûreté.

L'ASN a pris en compte ces recommandations de l'IRSN sous la forme de demandes adressées à l'exploitant.

L'IRSN a constaté, dans le cadre du suivi des arrêts pour rechargement de réacteurs, que les centrales concernées avaient bien accéléré le déploiement des contrôles des ventilateurs prévus au titre des programmes de base de maintenance préventive (PBMP) relatifs aux ancrages des ventilateurs.

Par ailleurs, compte tenu des erreurs de montage constatées au cours des dernières années dans le cadre de contrôles programmés ou de tournées réalisées lors des arrêts pour rechargement des réacteurs, des échanges techniques avec EDF se sont poursuivis concernant les contrôles des ancrages d'équipements autres que les ventilateurs tels que les pompes, les moteurs et les matériels électriques. Ces échanges ont

conduit l'ASN à demander à EDF de lui transmettre un échéancier de contrôles des ancrages de ces équipements. Selon EDF, les trois quarts des contrôles devraient être réalisés à la fin de l'année 2014.

Conclusion

L'IRSN souligne que, au cours des dernières années, les écarts déclarés susceptibles de mettre en cause la tenue aux séismes d'équipements importants pour la sûreté apparaissent en recrudescence.

Ces écarts ont mis en évidence des non-respects des règles de l'art concernant le montage de certains équipements et un état général dégradé d'autres équipements, traduisant une insuffisance des contrôles réalisés dans le cadre des programmes de base de maintenance préventive. De plus, le retour d'expérience montre que les centrales situées en bord de mer sont plus affectées que les autres par la corrosion ; cette situation implique des contrôles et des actions de maintenance renforcés pour ces centrales.

Compte tenu du caractère générique des écarts constatés, qui pourraient affecter la tenue aux séismes de nombreux matériels, l'IRSN a estimé, dans son avis relatif à la tenue aux séismes des supports et des tuyauteries situés dans les locaux des bâches PTR, qu'EDF devait accélérer le déploiement des programmes de contrôles et étendre le champ de ces contrôles. EDF a complété certains programmes de contrôles qui sont examinés par l'IRSN.

+ DÉFORMATIONS D'ASSEMBLAGES COMBUSTIBLES À NOGENT 2

Les assemblages combustibles qui constituent le cœur d'un réacteur se déforment sous l'action des contraintes qui s'exercent sur eux lors du fonctionnement du réacteur. Si les déformations deviennent trop importantes, elles entraînent le ralentissement de la chute des grappes de commande, voire peuvent entraver leur chute complète, alors que le temps de chute des grappes est une hypothèse importante des études de sûreté. Cette situation, qui a affecté en 2013 le réacteur n° 2 de la centrale de Nogent, a conduit EDF à anticiper de trois mois l'arrêt programmé de ce réacteur.

Pourquoi les assemblages combustibles se déforment-ils ?

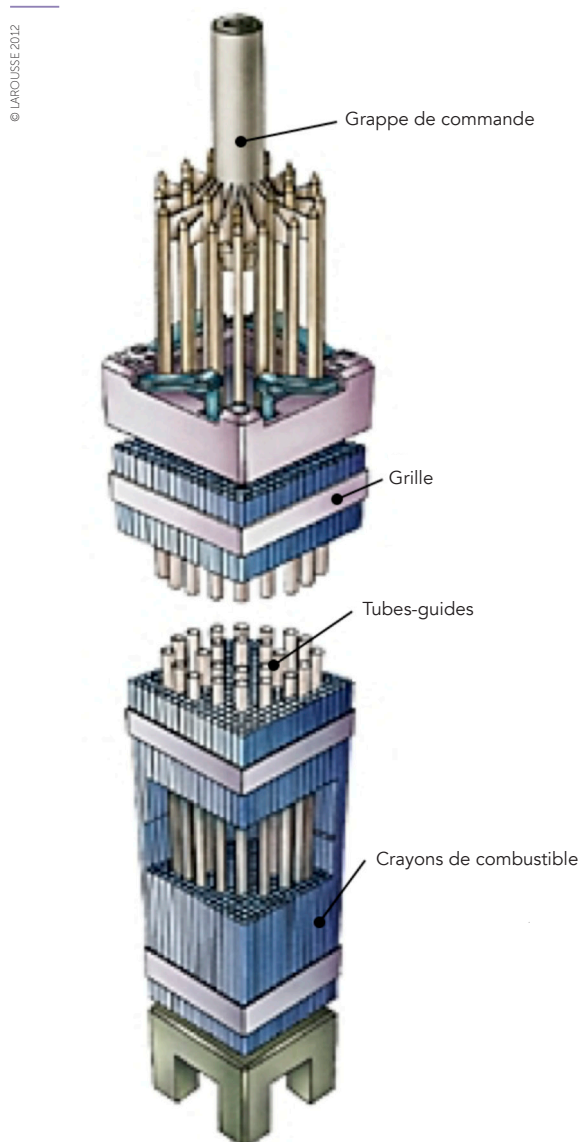


Fig. 3.6 / Schéma d'un assemblage combustible.

Un **assemblage combustible** comporte 264 crayons d'une hauteur de l'ordre de quatre mètres et d'un diamètre de l'ordre de un centimètre. Huit ou neuf grilles assurent l'espacement des crayons et leur maintien (figure 3.6). Dans un assemblage, il existe de plus 24 tubes-guides dans lesquels s'insèrent les crayons absorbants d'une **grappe de commande**. Un tube-guide est un tube métallique constitué d'une partie dite courante et d'une partie basse de diamètre réduit, appelée rétreint, sur environ 70 cm pour permettre le freinage hydraulique de la grappe en fin de chute.

Les grappes de commande

Par leur insertion partielle ou totale dans le cœur, les grappes de commande permettent de piloter le réacteur et d'arrêter rapidement la réaction nucléaire.

Un tiers des assemblages combustibles accueillent une grappe de commande ; les autres assemblages combustibles sont munis de grappes "bouchons" en acier qui n'ont pas de rôle quant à la réactivité du cœur du réacteur.

Il existe des jeux de quelques millimètres entre les assemblages combustibles : ceux-ci peuvent donc se déformer latéralement durant leur séjour en réacteur sous l'effet cumulé des contraintes hydrauliques et des contraintes mécaniques, de l'irradiation et des températures supérieures à 300 °C.

Les déformations des assemblages combustibles : suivi en exploitation et incidence sur la sûreté

Les déformations des assemblages combustibles sont surveillées par EDF dans des réacteurs "témoins", où les déformations sont a priori les plus élevées. Cette surveillance est effectuée grâce à des mesures réalisées avec le **dispositif DAMAC** (figure 3.7), qui permettent à l'exploitant de suivre l'évolution des déformations des assemblages combustibles lors de chaque déchargement.

Principe de contrôle des déformations des assemblages combustibles par l'outil DAMAC

Un outil spécifique, dénommé DAMAC (Dispositif Amovible de Mesure des Assemblages Combustibles), a été développé par EDF pour mesurer les déformations des assemblages combustibles en effectuant des mesures par ultrasons des flèches (ou déformations latérales) au niveau des grilles des assemblages combustibles. Cet examen est effectué lors du déchargement des assemblages combustibles, pendant leur transfert vers la piscine d'entreposage. La flèche d'un assemblage combustible, exprimée en millimètres, correspond au décalage latéral maximal des grilles.

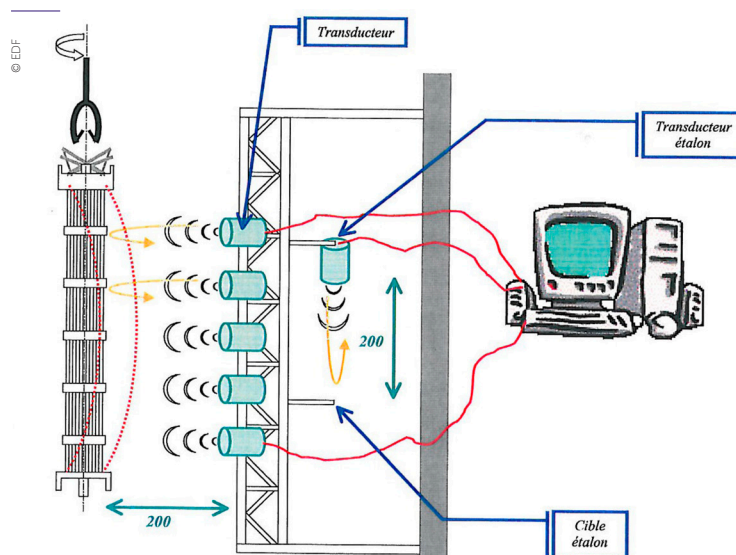


Fig. 3.7 / Le dispositif DAMAC.

Le retour d'expérience acquis depuis une quinzaine d'années montre que les assemblages combustibles présentent différents types de **déformations latérales** (figure 3.8).

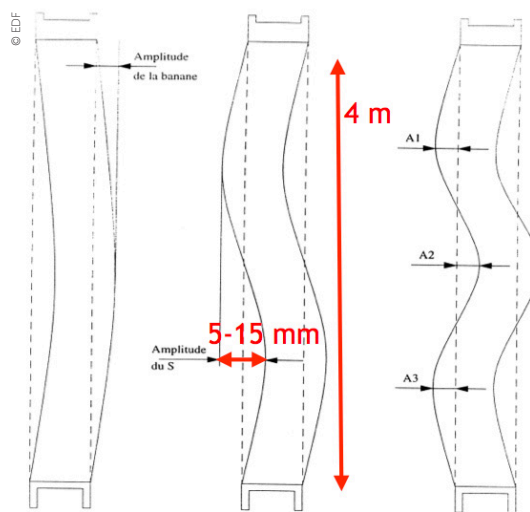


Fig. 3.8 / Déformations latérales d'assemblages combustibles.

Une déformation trop importante des assemblages combustibles peut ralentir l'insertion des grappes de commande dans le cœur, voire empêcher leur insertion complète dans le rétreint. Or, le temps maximal de chute des grappes et l'insertion complète des grappes lors d'un arrêt automatique du réacteur constituent des hypothèses importantes de la démonstration de sûreté. Des essais permettent de vérifier périodiquement que les hypothèses retenues pour la démonstration de sûreté concernant le temps de chute des grappes sont bien respectées. La réglementation impose à EDF de faire de tels essais en début et en fin de cycle³.

(3) Un cycle est la période de fonctionnement du réacteur comprise entre deux arrêts pour rechargement partiel du combustible. Un cycle dure de 12 à 18 mois selon les réacteurs.

La figure 3.9 permet d'illustrer l'effet des déformations d'un assemblage combustible sur le temps de chute de la grappe associée.

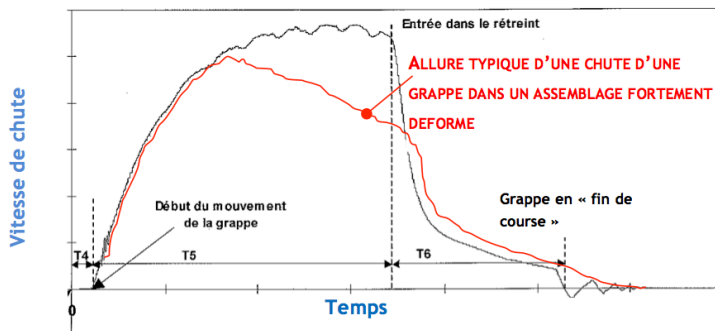


Fig. 3.9 / Courbes typiques de la chute d'une grappe dans un assemblage combustible fortement déformé (rouge) ou non déformé (noire).

Un comportement différent selon les réacteurs

Certains réacteurs de 1300 MWe et un réacteur de 1450 MWe sont affectés par ces déformations importantes pouvant entraîner des difficultés de chute des grappes. Les réacteurs de 900 MWe sont moins sensibles puisque leurs assemblages combustibles sont de hauteur plus faible (3,6 mètres au lieu de 4,2 mètres pour les réacteurs de 1300 MWe et de 1450 MWe).

Une gestion de combustible se caractérise par :

- › la nature du combustible (oxyde d'uranium UO_2 ou mélange d'oxydes d'uranium et de plutonium MOX) ;
- › le taux d'enrichissement en noyaux fissiles d'uranium 235 ou la teneur en noyaux fissiles de plutonium ;
- › le nombre d'assemblages combustibles neufs chargés à chaque cycle (gestion dite "par tiers" ou "par quart") ;
- › la durée de fonctionnement du réacteur entre deux rechargements successifs (ou durée du cycle) ;
- › le nombre de cycles effectués par les assemblages combustibles (3 ou 4 cycles).

Les écarts importants qui existent quant aux amplitudes des déformations pour les différents réacteurs s'expliquent par la diversité des paramètres à l'origine des déformations des assemblages combustibles. Les paramètres dominants identifiés sont :

- › les efforts hydrauliques exercés sur les assemblages combustibles par l'eau circulant dans le cœur du réacteur ;
- › les efforts mécaniques appliqués par des ressorts aux assemblages combustibles pour les maintenir en position ;
- › la conception des assemblages combustibles et, en particulier, celle des tubes-guides (épaisseur et

- matériau) qui influe sur la rigidité des assemblages ;
- › le temps de séjour des assemblages combustibles en réacteur, qui dépend de la **gestion** ;
- › la position des assemblages combustibles dans le cœur : un assemblage combustible placé au centre du cœur se déforme plus qu'un assemblage combustible placé à la périphérie du cœur.

La chronologie des événements survenus à Nogent 2

Le réacteur n° 2 de la centrale de Nogent fait partie des réacteurs "témoins". Fin 2012, à l'issue du 18^{ème} cycle, les mesures DAMAC ont mis en évidence une évolution significative des déformations latérales des assemblages combustibles de ce réacteur.

Cette situation particulière a conduit l'IRSN à recommander qu'EDF réalise des essais supplémentaires de mesures de temps de chute à ceux prévus en début et en fin de cycle, afin de suivre au mieux l'évolution des temps de chute des grappes de commande au cours du cycle suivant.

Au cours de ce cycle, en 2013, certains temps mesurés lors du premier essai supplémentaire demandé par l'IRSN ont atteint les seuils d'alerte fixés dans une décision de l'autorité de sûreté nucléaire ; en conséquence, en application de cette décision, l'exploitant a dû procéder à des essais de temps de chute des grappes mensuels. Le constat d'augmentations notables des temps de chute de certaines grappes au cours du cycle et l'insertion incomplète de cinq grappes dans le rétrofit ont finalement conduit EDF à arrêter le réacteur le 22 février 2014, soit trois mois avant la date d'arrêt prévue initialement.

Pourquoi une telle situation est-elle survenue ?

La situation particulière du réacteur n° 2 de la centrale de Nogent s'explique par le passage de cette tranche en gestion GALICE⁴. Cette gestion se caractérise en effet par un plan de positionnement des assemblages combustibles spécifique et un nombre d'assemblages combustibles neufs introduits à chaque recharge plus faible que pour la gestion GEMMES mise en œuvre dans tous les autres réacteurs de 1300 MWe.

Ces deux particularités permettent d'expliquer la dégradation notable du comportement du cœur. La conséquence de cette situation est qu'EDF a, en définitive, renoncé à poursuivre la mise en œuvre de la gestion GALICE (pour le réacteur n° 2 de Nogent, le seul utilisant cette gestion).

(4) La principale évolution entre les gestions de combustible GEMMES et GALICE est l'augmentation du taux de combustion autorisé qui passe de 52 GWj/tU à 62 GWj/tU (le taux de combustion est l'énergie libérée par la combustion d'une unité de masse d'un combustible nucléaire).

Point de vue de l'IRSN

L'IRSN a analysé précisément les mesures de temps de chute des grappes réalisées mensuellement par EDF au cours du 19^{ème} cycle et les conséquences de la situation dégradée pour la sûreté du réacteur sur la base des estimations faites par l'exploitant :

- › des temps de chute des grappes qui devraient être atteints au mois N+1 à partir du retour d'expérience et des mesures de temps de chute au mois N ;
- › du nombre de grappes qui pourraient être bloquées dans le rétreint.

L'analyse de ces différentes données a permis à l'IRSN de se prononcer sur l'acceptabilité technique de l'exploitation, à titre temporaire, du réacteur avec, en cas d'arrêt automatique du réacteur, plusieurs grappes restant partiellement insérées dans la partie rétreinte des tubes-guides. Cette situation n'est en effet pas prévue dans la démonstration présentée dans le rapport de sûreté.

L'analyse détaillée du déroulement de tous les accidents hypothétiques retenus dans la démonstration de sûreté du réacteur compte tenu de la situation particulière du réacteur n° 2 de la centrale de Nogent a conduit l'IRSN à recommander qu'EDF mette en œuvre, jusqu'à la fin du 19^{ème} cycle, des dispositions particulières d'exploitation permettant d'augmenter la sous-criticité du cœur en cas d'arrêt automatique du réacteur. L'IRSN a par ailleurs recommandé qu'un suivi des mesures de temps de chute des grappes soit assuré au cours du 20^{ème} cycle, à partir de 40 à 50 % d'avancement dans le cycle.

de ces réacteurs (Nogent et Chooz B) sera constitué de tels assemblages combustibles de conception plus rigide. Dans l'attente, EDF maintient une surveillance accrue des assemblages combustibles du réacteur n° 2 de la centrale de Nogent.



Dispositions prises par EDF pour le 20^{ème} cycle - Perspectives

EDF a mis en place, pour le 20^{ème} cycle, un positionnement des assemblages combustibles visant à limiter les déformations des assemblages combustibles :

- › les assemblages combustibles présentant des déformations trop importantes n'ont pas été rechargés ;
- › les assemblages combustibles présentant les déformations les plus faibles ont été choisis pour accueillir les grappes de commande, les assemblages combustibles fortement déformés ont été placés à côté d'assemblages combustibles neufs.

La recharge d'assemblages combustibles neufs mise en place est composée, pour la première fois à Nogent 2, d'assemblages combustibles de nouvelle conception à tubes-guides épaissis en alliage de zirconium dit avancé (ajout de niobium, fer et étain). Cette conception a pour objectif d'augmenter la rigidité des assemblages combustibles et de limiter ainsi les déformations au cours du cycle.

L'IRSN a donné un avis favorable à l'introduction de cette nouvelle conception d'assemblages combustibles en 2012 et une première recharge de ce type d'assemblages combustibles est actuellement utilisée dans le réacteur n° 2 de la centrale de Chooz B. Les bénéfices éventuellement apportés par cette conception ne devraient toutefois être pleinement mesurables qu'après plusieurs années lorsque l'ensemble du cœur