



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 2010

RAPPORT DSR N° 466

DIRECTION DE LA SURETE DES REACTEURS

SOMMAIRE

AVANT PROPOS	2
SOMMAIRE	3
INTRODUCTION ET SYNTHÈSE	4
EVALUATION GLOBALE DE LA SÛRETÉ ET DE LA RADIOPROTECTION DU PARC EN EXPLOITATION	7
La sûreté de l'exploitation en 2010 : les tendances	8
La radioprotection en exploitation : les tendances	22
EVENEMENTS, INCIDENTS, ANOMALIES	30
Retransmission incertaine d'alarmes à la salle de commande en cas de séisme	31
Blocage de grappes de commande des réacteurs de 1450 MWe.....	34
Gonflement des crayons de grappe de commande	39
Anomalie des moteurs diesel des groupes électrogènes de secours et d'ultime secours des réacteurs de 900 MWe	42
Vibrations en amont des pompes du circuit d'eau d'alimentation de secours des générateurs de vapeur	46
Dégradations de supports de tuyauteries de vapeur des réacteurs de 900 MWe	52
Impact des défauts latents sur la sûreté des réacteurs.....	56
EVOLUTIONS SIGNIFICATIVES	61
Protection de la centrale du Tricastin en cas de crue du Rhône.....	62
Recharges de combustible atypiques	66
Nettoyage chimique des générateurs de vapeur.....	71
Tenue en service des cuves des réacteurs de 900 MWe	78
Pression d'épreuve des enceintes de confinement des réacteurs de 1300 MWe	87
Gestion des moyens temporaires d'exploitation.....	91
DÉFINITIONS ET ABRÉVIATIONS	97
CRÉDIT PHOTO	98

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

EVENEMENTS, INCIDENTS, ANOMALIES

Aucun incident, qui aurait présenté un risque grave pour l'installation, l'environnement ou les populations, n'a affecté en 2010, les réacteurs du parc EDF. L'IRSN constate par contre un nombre relativement important de défauts et anomalies ayant affecté certains composants des réacteurs. Du fait de la standardisation des réacteurs du parc EDF, plusieurs de ces anomalies sont communes aux réacteurs d'un même palier de puissance, voire à l'ensemble des réacteurs du parc. L'IRSN est particulièrement attentif à la détection et au traitement de cette catégorie d'anomalies, dites génériques. Le présent chapitre détaille certaines d'entre elles, découvertes ou en cours de traitement en 2010.

Des dispositifs de maintien mécanique défectueux de certaines cartes électroniques dans les armoires électriques des réacteurs de 900 MWe auraient pu entraîner, en cas de séisme, la perte de la retransmission d'alarmes en salle de commande.

D'importantes déformations latérales d'assemblages de combustible, susceptibles de freiner, voire de bloquer la chute de grappes de commande, ont été détectées sur le réacteur 2 de la centrale de Chooz B.

Un phénomène de gonflement des matériaux constituant les grappes de commande des réacteurs de 1300 MWe et 1450 MWe a provoqué des freinages lors de la chute de certaines grappes de commande.

Une usure prématurée des coussinets de bielle a été constatée sur plusieurs moteurs diesel des groupes électrogènes de secours des réacteurs de 900 MWe, ce qui a fragilisé les alimentations électriques de plusieurs centrales.

Des vibrations ont été constatées en amont des pompes du système d'alimentation de secours des générateurs de vapeur des réacteurs de 1300 MWe implantés dans les centrales de Flamanville, Paluel et Saint-Alban. Ce phénomène n'apparaît que dans certaines configurations de fonctionnement des pompes.

Des dégradations de supports de tuyauteries du circuit de vapeur principal ont été constatées sur plusieurs réacteurs de 900 MWe.

Il arrive que certains défauts subsistent sur de longues périodes sans être détectés. Ces défauts latents peuvent se révéler dans certaines situations et s'avérer très dangereux pour la sûreté du réacteur. L'événement survenu le 28 mars 2010 dans la centrale de Robinson aux États-Unis, exposé dans ce chapitre, où un cumul de défauts latents aurait pu conduire à une situation accidentelle grave pour le réacteur, illustre bien ce risque.

Retransmission incertaine d'alarmes à la salle de commande en cas de séisme

En 2010, lors d'un contrôle de relais électriques, EDF a constaté que des dispositifs de maintien mécanique de certaines cartes électroniques dans les armoires électriques, nécessaires à l'élaboration d'alarmes dans la salle de commande des réacteurs de 900 MWe, étaient défectueux. En cas de séisme, la tenue de ces cartes ne serait pas certaine, ce qui pourrait entraîner la perte de la retransmission d'alarmes en salle de commande. L'IRSN a mis en évidence le caractère générique de cet événement et EDF a engagé des opérations de remise en conformité.

Découverte de l'écart

En décembre 2008, à la suite de plusieurs dégradations d'épingles de maintien de relais électromagnétiques sur leurs supports, l'IRSN a recommandé qu'EDF procède à un contrôle de l'ensemble des relais équipant les réacteurs du parc nucléaire ([voir le rapport IRSN pour l'année 2009](#)). A l'occasion de ces contrôles sur le réacteur n°3 de la centrale de Gravelines, EDF a constaté en mars 2010 un autre type de dégradation : certains systèmes de maintien mécanique des cartes électroniques localisées dans les armoires électriques du système d'instrumentation de la salle de commande (système KSC) étaient détériorés. Des ergots de maintien de cartes ont été trouvés rompus ou déboîtés.

En avril 2010, le même phénomène de dégradation a été observé lors d'une inspection à la centrale du Blayais. Lors de cette inspection, l'exploitant a reconnu avoir été informé de l'écart constaté à la centrale de Gravelines, mais, en l'absence de recommandation des services centraux d'EDF, il n'avait engagé aucune action de remise en conformité. A la suite de cette inspection, l'IRSN a adressé un premier avis à l'ASN pour l'informer de sa suspicion du caractère générique de la dégradation du système de maintien des cartes électroniques dans les armoires KSC. L'IRSN a recommandé qu'EDF clarifie le référentiel de montage des cartes d'alarmes, dresse un état des lieux de toutes les armoires KSC des réacteurs de 900 MWe et, si nécessaire procède aux remises en conformité. Ces contrôles ont révélé plusieurs types de dégradations, à savoir des déboitements, des ruptures de glissière ou d'ergot de maintien des cartes KSC dans de nombreux réacteurs de 900 MWe.

Montage des cartes sur le châssis de l'armoire.

Les cartes d'alarmes sont équipées d'une encoche et maintenues dans les armoires de contrôle commande par des glissières en plastique munies d'ergots.



Comment les cartes électroniques sont-elles maintenues?

Chaque armoire électrique du système KSC contient plusieurs cartes électroniques. Ces cartes s'emboîtent dans des glissières (en haut et en bas), puis s'insèrent dans un rack situé sur la paroi arrière de l'armoire. Chaque élément inférieur de la glissière possède un ergot qui vient se loger dans une encoche située sur la carte. En cas de séisme, la carte est ainsi maintenue en position.

Il existe trois générations de glissières. A la construction, les réacteurs ont été équipés de glissières de générations 1 et 2. Puis, pour augmenter la capacité de traitement des informations à destination de la salle de commande et remédier à la saturation des armoires en place, EDF a ajouté de nouvelles armoires KSC avec des glissières de générations 2 et 3, lors des secondes visites décennales des réacteurs de 900MWe. Sur les glissières des générations 1 et 2, l'ergot se trouve sur une languette en plastique amovible engagée dans la glissière inférieure (la génération 2



Languette pour glissière de génération 1

Languette pour glissière de génération 2

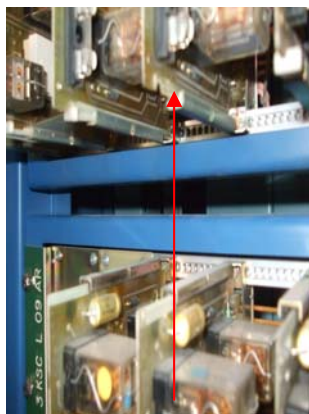
est une évolution de la génération 1 ; en effet, la languette d'une glissière de génération 2 est légèrement plus longue que celle de génération 1, avec un ergot mieux adapté à l'encoche de la carte).

Quant aux glissières de génération 3, elles sont totalement différentes. L'ergot est situé directement sur la glissière qui est de conception monobloc en plastique et plus robuste ; il n'y a pas de languette amovible. De ce fait, le maintien mécanique de la carte est mieux assuré. Les glissières de génération 3 nécessitent des armoires adaptées pour les recevoir. Elles équipent les réacteurs de 1300 MWe et de 1450 MWe, mais n'équipent que peu de réacteurs de 900 MWe car cela nécessite une modification importante des armoires.



Glissière de génération 3

Origine de l'écart



Languette rompue

Le 11 mai 2010, EDF a déclaré un écart de conformité en précisant que l'ensemble des réacteurs de 900 MWe pourrait être affecté, en cas de séisme, par une détérioration des systèmes de maintien de générations 1 et 2 des cartes électroniques d'alarme du système KSC.

Selon EDF, deux causes sont à l'origine de cet écart de conformité : tout d'abord un défaut de conception des glissières de génération 1 qui, d'une part se brisent du fait d'une languette légèrement trop courte (soumise à



Languette déboîtée

des contraintes de traction, la languette se fragilise et devient cassante), d'autre part se déboîtent du fait d'un ergot non adapté à l'encoche dans laquelle il doit venir s'accrocher. Une seconde cause de rupture des glissières de générations 1 et 2 est liée aux opérations d'exploitation et de maintenance, qui nécessitent des manipulations de débrogage et d'embrogage des cartes, pour lesquelles les intervenants ne seraient pas suffisamment sensibilisés au risque associé de fragilisation des glissières.

Stratégie de remise en conformité prévue par EDF

EDF a retenu quatre actions pour résoudre cet écart de conformité.

- recenser le nombre de glissières des trois types présentes dans les différentes armoires KSC ;
- remplacer, d'ici fin 2011, toutes les glissières en écart, par des glissières de génération 2, en privilégiant le traitement des écarts concernant les alarmes qui impliquent de passer d'une conduite en fonctionnement normal à une stratégie de conduite incidentelle ou accidentelle ;
- à titre préventif, engager dès les arrêts des réacteurs pour rechargement de 2011 une campagne de remplacement de toutes les glissières de génération 1 par des glissières de génération 2 ;
- procéder, avant fin 2010, à une sensibilisation des intervenants aux exigences associées au maintien des cartes électroniques gérant les alarmes du système KSC en cas de séisme et, à moyen terme, mettre en place des prescriptions destinées à prévenir de nouveaux écarts lors des opérations d'exploitation et de maintenance.

Impact sur la sûreté et analyse de l'IRSN

La défaillance du maintien d'une carte électronique pourrait survenir sous l'effet de fortes sollicitations dues à un séisme, entraînant la perte de la fonction de cette carte. La perte des cartes d'alarme KSC provoquerait une perte des remontées en salle de commande des alarmes gérées par les cartes concernées. Or, plusieurs de ces alarmes permettent d'orienter la conduite en situation incidentelle ou accidentelle et de guider l'équipe de conduite dans la réalisation des actions destinées à amener et à maintenir le réacteur dans un état sûr.

N'étant pas en mesure de distinguer spécifiquement les alarmes affectées, EDF a considéré dans son analyse que n'importe quelle alarme KSC pouvait être défaillante et en a déduit les conséquences pour la conduite du réacteur. A l'issue de son analyse, EDF n'a pas identifié de réel problème de sûreté en cas de perte des alarmes KSC en salle de commande du fait d'un séisme, même si, dans certaines situations avec cumul d'événements, la mise en œuvre de la conduite accidentelle pourrait être retardée ou perturbée. En effet, d'autres informations resteraient disponibles pour orienter l'équipe de conduite. EDF n'a donc pas proposé de mesure transitoire dans l'attente de la remise en conformité.

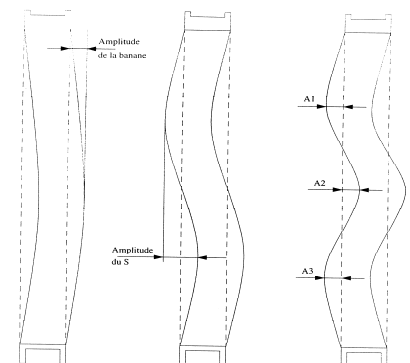
L'analyse de l'IRSN a porté sur les défaillances des alarmes qui orientent la conduite en situation incidentelle ou accidentelle. A la différence d'EDF, l'IRSN a identifié des situations pour lesquelles l'absence d'alarme pourrait conduire à une situation plus dégradée que celle obtenue si les alarmes étaient traitées dès leur apparition. A cet égard, l'IRSN a recommandé la remise en conformité des systèmes concernés dans les plus brefs délais. EDF s'est engagé à réaliser cette remise en conformité, sur chaque réacteur de 900 MWe concerné, lors de leur arrêt pour rechargement, et au plus tard à l'été 2011.

Blocage de grappes de commande des réacteurs de 1450 MWe

En 2010, des anomalies concernant le temps de chute de grappes de commande ont été détectées sur le réacteur 2 de la centrale de Chooz B. EDF a rapidement attribué cet incident à des déformations latérales d'assemblages d'une ampleur jusque-là jamais rencontrée sur le parc en exploitation. Un nouvel assemblage, muni d'une structure renforcée destinée à améliorer son comportement en réacteur, est actuellement en cours d'étude pour les réacteurs de 1450 MWe. Dans l'attente, EDF a proposé, comme première solution rapidement applicable, une modification de l'embout supérieur des assemblages. Cette modification devrait réduire les efforts de maintien s'exerçant sur les assemblages, responsables en partie de leurs déformations excessives.

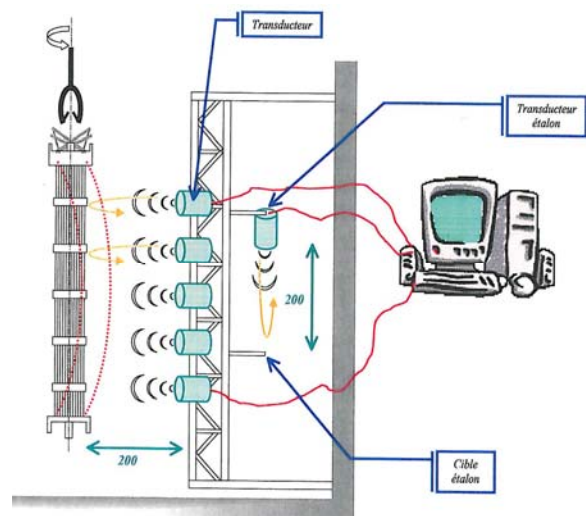
Contexte

Durant leur séjour en réacteur, les assemblages de combustible se déforment latéralement sous l'effet cumulé des contraintes hydrauliques et mécaniques, de l'irradiation et de la température ($> 300^{\circ}\text{C}$), compte tenu de l'existence de jeux entre les assemblages. Le retour d'expérience acquis sur ce phénomène montre que les déformations latérales diffèrent selon le type de réacteur considéré, la conception des assemblages et leur position dans le cœur. En exploitation, des réacteurs « témoins » sont surveillés par EDF, ce qui lui permet de suivre l'évolution de la déformation moyenne et de la déformation maximale des cœurs. Pour ce faire, des mesures sont réalisées avec le dispositif DAMAC.



Déformations :
banane (gauche) ; S (milieu) ; W (droite)

Principe de contrôle des déformations d'assemblages par l'outil DAMAC (cf. schéma ci-contre) : un outil spécifique, dénommé DAMAC (Dispositif Amovible de Mesure des Assemblages Combustibles), a été développé par EDF pour mesurer les déformations des assemblages de combustible. Le principe consiste à effectuer une mesure par ultrasons des flèches (ou déformations horizontales) au niveau des grilles des assemblages. Cet examen est effectué en ligne pendant le déchargement, lors du transfert des assemblages vers la piscine de stockage. La flèche de l'assemblage est définie à partir du décalage latéral des grilles de maintien.



Une déformation trop importante des assemblages de combustible peut ralentir, voire limiter l'insertion des grappes de commande, ce qui n'est pas acceptable du point de vue de la sûreté de l'installation. En effet, le temps maximal de chute des grappes lors d'un Arrêt Automatique du Réacteur (AAR) constitue une des hypothèses de la démonstration de sûreté. A ce titre, une décision réglementaire fixe les critères de sûreté à respecter. L'exploitant a la charge de vérifier périodiquement le respect de ces critères. Pour ce faire, il réalise un essai de temps de chute dans des conditions d'arrêt du réacteur, avec trois mesures :

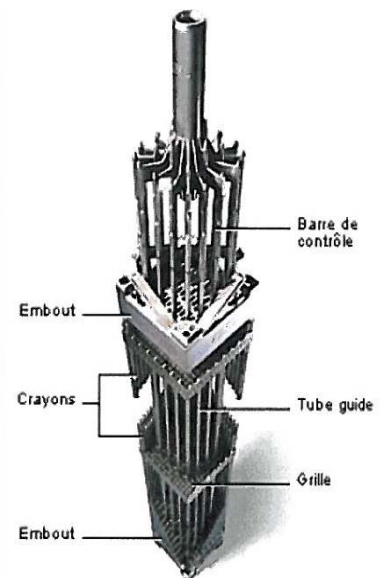
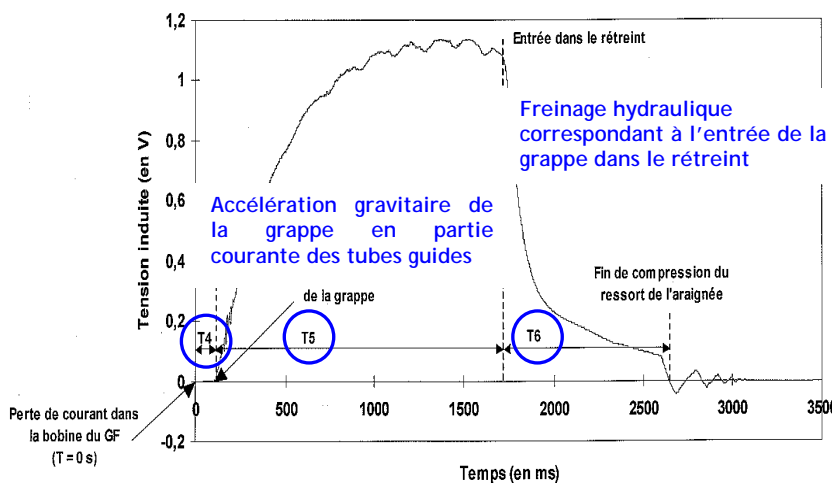
- le délai correspondant à l'exécution de l'ordre de lâcher la grappe (T4),
- le temps de déplacement de la grappe dans la partie courante du tube guide (T5),
- le temps de déplacement de la grappe dans le rétreint¹ (T6).

Pour maîtriser la réaction nucléaire dans le cœur, l'exploitant dispose de deux moyens principaux:

- ajuster la concentration en bore du circuit primaire, le bore ayant la propriété d'absorber les neutrons produits par la réaction nucléaire ;
- introduire ou retirer du cœur des grappes de commande contenant des matériaux absorbant les neutrons, la chute des grappes de commande permet d'arrêter immédiatement la réaction nucléaire.

Assemblage muni de sa grappe de commande

Allure typique d'une courbe de chute en fonction du temps



Une autre conséquence des déformations d'assemblages est l'endommagement de grilles lors des manutentions du combustible au cours des opérations de chargement ou de déchargement du cœur (voir la figure d'un assemblage ci-dessus), endommagement susceptible d'avoir des conséquences en termes d'exploitation et de sûreté (perte de morceaux de grille qui vont constituer des corps migrants nuisibles dans le réacteur).

¹ Rétreint : Les tubes guides sont fabriqués d'une seule pièce avec un diamètre extérieur constant et un diamètre interne variable, plus élevé en partie haute (partie courante) qu'en partie basse du tube guide. La zone de transition de section variable, qui assure le freinage hydraulique, est appelée rétreint.

Du suivi réalisé par EDF, il ressortait en 2009 que :

- les assemblages le plus sujets aux déformations sont ceux des réacteurs de 1300 MWe ;
- l'amplitude des déformations des assemblages de combustible des réacteurs de 900 MWe est plus faible que pour les autres réacteurs, sachant que les assemblages de combustible de ces réacteurs sont plus courts (3,6 mètres de long au lieu de 4,2 pour les réacteurs de 1300 MWe et de 1450 MWe) ;
- les déformations mesurées pour les réacteurs de 1450 MWe ne semblent pas montrer d'évolution et sont d'un niveau assez faible.

Malgré une situation qui apparaissait satisfaisante sur l'ensemble du parc nucléaire, un événement important, qui a affecté le réacteur 2 de la centrale de Chooz B, a remis totalement en cause les conclusions sur les déformations des assemblages de combustible des réacteurs de 1450 MWe. En effet, lors de l'essai de temps de chute des grappes réalisé en octobre 2010 à la fin du cycle 11, deux grappes de commande ne se sont pas insérées complètement dans le rétreint et six grappes de commande n'ont pas respecté le critère de temps de chute.

	T	S	R	P	N	M	L	K	J	H	G	F	E	D	C	B	A		
1	CHO211										6.8	9.1	5.7	Amplitude maximale					1
2						2.2	2.2	5.9	10.4	5.9	6.0	3.7							2
3			6.9	4.0	4.8	4.6	10.0	12.6	7.2	7.4	6.6	6.7	11.6						3
4			9.9	8.5	7.3	5.0	4.4	7.6	12.2	8.0	14.6	10.3	10.6	12.2	9.3				4
5			10.3	12.2	8.3	5.6	6.4	11.1	12.2	9.4	9.2	8.4	10.3	15.2	9.9				5
6		1.9	11.2	13.0	11.0	6.8	10.8	10.1	16.7	11.7	11.1	8.8	12.0	14.5	11.3	3.2			6
7		2.0	10.3	14.9	11.3	9.1	7.5	17.1	12.5	22.8	10.1	11.0	12.6	16.3	10.7	2.8			7
8	3.8	3.1	10.9	13.1	18.9	7.4	13.6	12.0	17.4	27.5	13.5	10.3	11.8	13.7	12.2	3.7	4.3		8
9	3.8	3.4	7.9	11.9	17.6	9.2	13.8	12.1	8.9	29.0	19.3	16.4	9.1	14.0	10.4	4.4	3.6		9
10	3.3	3.4	6.8	7.1	16.6	7.6	22.1	13.1	12.8	25.8	26.6	14.6	8.3	14.3	11.1	3.4	3.7		10
11		2.0	5.1	7.7	7.0	8.5	10.2	18.8	8.7	16.6	13.4	18.1	6.7	12.7	9.5	2.7			11
12		2.4	3.9	4.7	5.4	6.7	8.0	8.6	16.6	12.0	15.7	13.2	6.8	9.5	9.2	2.9			12
13			3.4	4.6	2.4	4.9	6.6	6.0	7.3	8.4	10.2	6.9	4.6	7.8	7.9				13
14			5.0	2.9	4.4	4.6	5.0	5.8	10.0	9.2	14.4	7.3	6.3	5.7	8.1				14
15				5.6	2.6	3.2	4.1	5.2	6.3	6.1	3.5	3.8	2.9	6.0					15
16					1.9	1.7	2.3	3.4	3.2	2.8	2.5								16
17							2.2	1.2	3.0										17
	T	S	R	P	N	M	L	K	J	H	G	F	E	D	C	B	A		

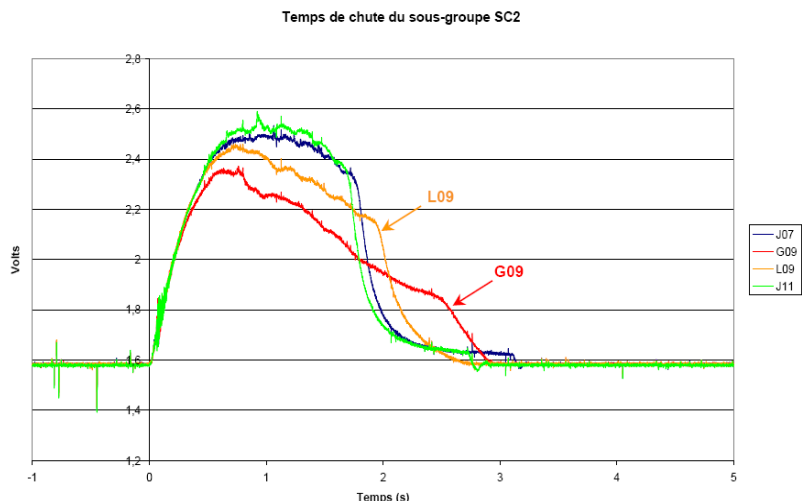
Grappes bloquées dans rétreint

T5 > 1,8 s ou
T4 > 1,4 s

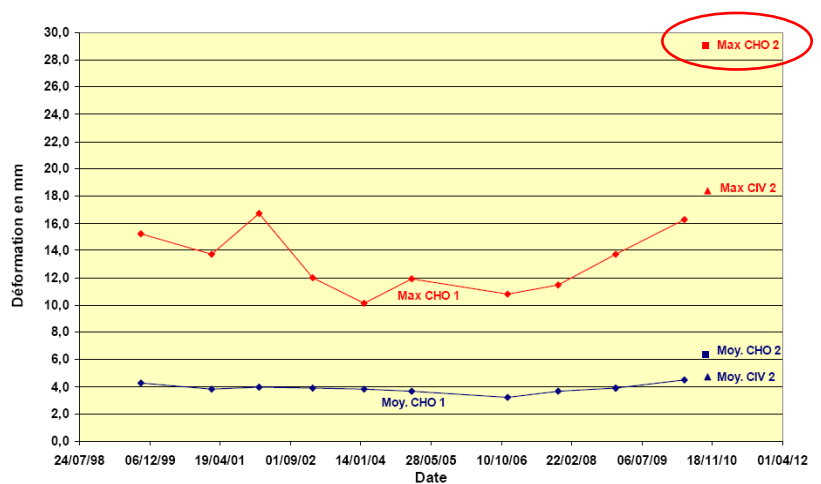
○ : Déformée maximale

Mesures d'urgence prises par EDF

Pour EDF, la forme de l'enregistrement des vitesses de chute des grappes de la centrale de Chooz B2 en octobre 2010 est caractéristique d'une influence des déformations des assemblages sur la vitesse de chute des grappes, car elle montre un fort ralentissement dans la partie courante de l'assemblage. Comme le montre la figure ci-contre, la vitesse de chute de la grappe G09 a été particulièrement réduite.



Compte tenu de ces résultats, EDF a, de manière exceptionnelle, fait réaliser des mesures par DAMAC pour le cœur du réacteur de Chooz B2, alors que c'est le cœur du réacteur de Chooz B1 qui fait historiquement l'objet d'un suivi. De plus, il faut noter que, pour EDF, le cas du cœur du réacteur de Chooz B2 reste pour l'instant atypique, en comparaison des autres réacteurs de 1450 MWe (voir la figure ci-contre). EDF explique la déformation singulière



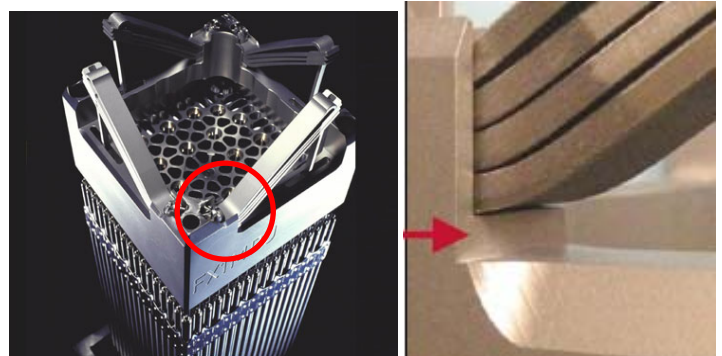
Relevé des déformations d'assemblages de combustible

du cœur du réacteur de Chooz B2 par la particularité de son hydraulique ; ce réacteur présente en effet le plus fort débit primaire des réacteurs de 1450 MWe depuis 7 cycles et un déséquilibre de débit entre les 4 boucles du circuit primaire.

En conséquence, EDF a pris des dispositions spécifiques lors de la constitution du plan de chargement du combustible du cycle suivant du réacteur de Chooz B2 : les assemblages présentant des déformations trop importantes n'ont pas été rechargés, ceux qui présentent les déformations les moins pénalisantes ont été choisis pour accueillir les grappes de commande. De plus, des mesures supplémentaires de temps de chute des grappes de commande sont réalisées à environ 80% du cycle. Enfin, EDF réalise un suivi particulier des déformations des assemblages de combustible des quatre réacteurs de 1450 MWe.

Chargement d'assemblages de combustible à embout modifié

Outre les dispositions d'urgence précitées concernant spécifiquement le réacteur 2 de Chooz B, EDF a demandé à l'ASN l'autorisation de charger des assemblages de combustible à embout modifié dans les réacteurs de 1450 MWe, et ce afin de diminuer les efforts de compression dans les têtes d'assemblage dus au maintien exercé par les ressorts de l'embout supérieur et de réduire ainsi les déformations latérales des assemblages. Cette modification consiste à remplacer le système actuel de maintien de l'embout supérieur, composé d'un ressort à 5 lames de 3,6 mm, par celui utilisé pour les assemblages de combustible des réacteurs de 1300 MWe, muni de ressorts à 4 lames de 3,75 mm d'épaisseur (voir la figure ci-contre).



Tête d'assemblage modifiée

Point de vue de l'IRSN

La demande de chargement d'assemblages de combustible à embout modifié dans les réacteurs de 1450 MWe a été examinée par l'IRSN au début de 2011.

L'IRSN note qu'effectivement, le comportement des cœurs en termes de déformation des assemblages de combustible, a été stabilisé sur la période 2003-2009 pour les réacteurs de 900 et de 1300 MWe. La situation des réacteurs de 1450 MWe est devenue préoccupante du fait des niveaux de déformations atteints en 2010 dans le réacteur de la centrale de Chooz B2. EDF explique la singularité de ce réacteur par son hydraulique très sollicitante¹ par rapport à celles des autres réacteurs de 1450 MWe. Toutefois, l'IRSN considère que cette singularité ne peut pas expliquer à elle seule le comportement observé ; sinon le réacteur de Chooz B2 aurait vraisemblablement connu plusieurs cycles avec des anomalies de temps de chute des grappes. Par contre, l'augmentation de la longueur des campagnes avec le nouveau mode de gestion du combustible dit ALCADE ([voir l'article « mise en œuvre de deux nouvelles gestions de combustible » dans le rapport IRSN 2007](#)) a sans doute joué un rôle déterminant. Cependant, l'absence de mesures avec le dispositif DAMAC pour le réacteur de Chooz B2 avant les mesures ponctuelles de 2010 ne permet pas d'apprécier l'importance de cette évolution. A cet égard, l'IRSN ne peut que regretter que les deux premiers incidents de temps de chute intervenus en février 2008 en fin de campagne du réacteur de Chooz B2 n'aient pas conduit EDF à prendre de premières dispositions, telles que la réalisation de mesures DAMAC sur le cœur déchargé, ce qui aurait peut-être permis d'anticiper l'événement de 2010.

En conclusion, les déformations des assemblages de combustible ne sont toujours pas totalement maîtrisées par EDF. Les efforts en matière de R&D fournis par AREVA et EDF ces dernières années ne pourront qu'améliorer la compréhension des phénomènes à l'origine des déformations. Cependant, il faut noter que les outils de simulation en cours de développement ne sont pas encore aptes à prédire les déformations locales, même si de premiers résultats sont encourageants. L'IRSN estime que les efforts de recherche et développement doivent être poursuivis par EDF. Le suivi actuel des réacteurs en exploitation avec la mise en place récente du suivi des quatre réacteurs de 1450 MWe paraît satisfaisant.

En perspective

Le chargement d'assemblages modifiés dans les réacteurs de 1450 MWe a été accepté par l'ASN au début de 2011. EDF a précisé que cette évolution de conception ne constitue qu'une première étape et que d'autres évolutions visant à renforcer la structure des assemblages de combustible sont actuellement en cours d'étude et devraient être concrétisées dès la fin de l'année 2011.

¹ Débit primaire élevé et déséquilibre notable des débits entre boucles

Gonflement des crayons de grappe de commande

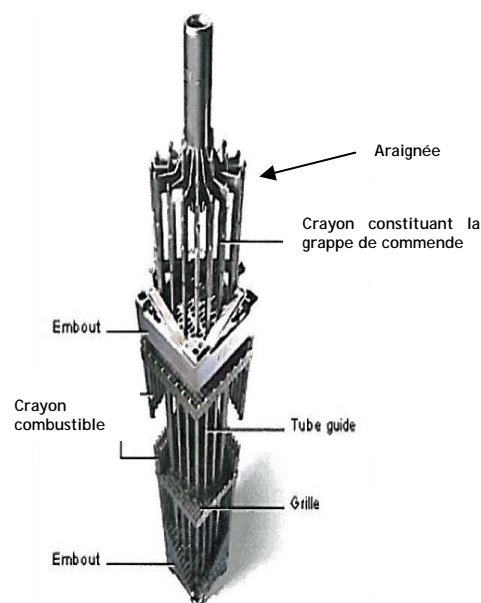
Les grappes de commande sont constituées de crayons qui contiennent une matière absorbant les neutrons. Par leur insertion dans les assemblages de combustible ou leur extraction de ceux-ci, elles font varier la réactivité du cœur d'un réacteur et permettent ainsi la maîtrise de la réaction nucléaire. Un phénomène de gonflement de la matière absorbante a provoqué des blocages de certaines grappes lors de leur insertion dans les assemblages de combustible, notamment en 2010, sur le réacteur n°4 de la centrale de Cattenom et sur le réacteur n°1 de la centrale de Chooz B. Une nouvelle stratégie de maintenance des grappes, destinée à éviter ces blocages, a été mise en place par EDF sur son parc de réacteurs.

Une grappe de commande est constituée de crayons absorbants accrochés à une structure porteuse, appelée "araignée". La grappe est manœuvrée par un mécanisme de commande par l'intermédiaire d'une tige connectée à l'araignée. Les crayons des grappes sont composés d'une gaine en acier inoxydable qui contient :

- soit un empilement de matériaux absorbants sous la forme de barreaux d'un alliage d'argent, d'indium et de cadmium, ou de pastilles de carbure de bore ; les crayons correspondants sont appelés « absorbants »,
- soit un empilement de barreaux en acier inoxydable ; les crayons correspondants, non absorbants, sont appelés « inertes ».

On distingue deux catégories de grappes de commande :

- les grappes d'arrêt, dont les crayons contiennent tous un matériau absorbant les neutrons. Lorsque le réacteur est en fonctionnement les grappes d'arrêt sont extraites du cœur et sont destinées à apporter l'antiréactivité nécessaire pour stopper la réaction en chaîne en s'insérant dans le cœur par chute gravitaire ;



Assemblage muni de sa grappe de commande

Les grappes de commande sont conçues pour maîtriser les réactions nucléaires d'un réacteur. Leurs mouvements d'insertion ou d'extraction dans les tubes-guides des assemblages de combustible permettent d'agir sur la proportion de neutrons absorbés et de faire ainsi varier la réactivité du cœur. Ces mouvements sont assurés par des mécanismes de commande situés sur le couvercle de la cuve par l'intermédiaire de tiges. Les grappes de commande participent au système de protection du réacteur et, sur ordre d'arrêt d'urgence du réacteur, leur chute gravitaire stoppe la réaction en chaîne nucléaire.

- les grappes de régulation de la température du fluide primaire ou de la puissance du réacteur, constituées généralement de crayons absorbants et de crayons inertes. Selon les besoins de régulation, ces grappes sont plus ou moins insérées dans le cœur. Elles sont donc soumises en permanence au flux neutronique, en particulier la partie inférieure des grappes.

Depuis la mise en service des réacteurs, deux types de dégradations ont été observés sur les crayons des grappes de commande : l'usure externe de la gaine et le gonflement de l'absorbant qui peut conduire à la fissuration de la gaine. La stratégie de maintenance des grappes de contrôle vise à limiter les risques associés aux dégradations. Des contrôles non destructifs des grappes sont ainsi réalisés périodiquement, à l'occasion des arrêts du réacteur pour rechargement de combustible. Les résultats des mesures réalisées sont comparés à des critères prédéfinis, avec des seuils d'acceptabilité au-delà desquels une grappe affectée doit être remplacée par une grappe neuve.

L'usure externe de la gaine

Au début des années 1990, le phénomène qui limitait la durée de vie des grappes, était l'usure des gaines. La périodicité des contrôles était par conséquent ajustée sur la cinétique de l'évolution de cette anomalie. L'usure de la gaine est produite par les frottements du crayon sur les différents composants qui guident la grappe lors de ses mouvements d'insertion et d'extraction dans les assemblages de combustible. Une usure excessive d'un crayon peut conduire au percement ou à la rupture de celui-ci. Outre la pollution de l'eau du circuit primaire par de l'argent 110m provenant de l'alliage Argent-Indium-Cadmium (AIC), la rupture d'un crayon présente un risque de blocage de la grappe dans le tube-guide de l'assemblage de combustible. Observées dès les années 1980, ces dégradations ont nécessité des actions de maintenance et de surveillance conduisant à des remplacements fréquents de grappes. Afin de réduire les usures conduisant à remplacer de nombreuses grappes, EDF a introduit des grappes plus résistantes à l'usure à partir de 1995, prolongeant ainsi leur durée de vie. Aujourd'hui, les crayons sont équipés, dans leur grande majorité, de gaines traitées contre l'usure, soit par nitruration, soit par chromage, et d'un allongement de l'ogive située à l'extrémité du crayon. Avec la généralisation des grappes à revêtement ou traitement de surface, EDF a révisé sa stratégie de maintenance depuis 2003 en allégeant la périodicité des contrôles.

Le gonflement de l'absorbant des crayons

Les nouvelles grappes étant moins sensibles à l'usure, le phénomène de gonflement est devenu prédominant. Le gonflement de l'absorbant, lié à des phénomènes de transmutation sous irradiation, provoque une augmentation du diamètre du crayon. Ce gonflement a deux conséquences :

- une déformation de la gaine qui par ailleurs est fragilisée par l'irradiation. La gaine peut alors se fissurer, avec un risque de pollution du circuit primaire par l'argent 110m contenu dans le crayon ;
- des anomalies dans les temps de chute de grappe en cas d'arrêt d'urgence : le gonflement des crayons d'une grappe peut ralentir sa chute, ou entraîner son insertion incomplète, voire son blocage, dans les tubes-guides de l'assemblage.

Le gonflement étant directement lié à la durée d'exposition de la grappe au flux neutronique, seules les grappes de régulation peuvent être affectées car elles sont partiellement insérées dans le cœur durant le cycle. Ce phénomène se produit principalement dans la partie inférieure de la grappe, partie dont la durée d'exposition dans le cœur est la plus élevée.

Les effets du gonflement sont apparus à partir de 2006, avec l'insertion incomplète d'une grappe dans le réacteur n°2 de la centrale de Cruas. Cette grappe avait séjourné durant 14 cycles dans le réacteur. Les mesures de

L'augmentation du diamètre des crayons ont montré que la cinétique de gonflement retenue par EDF dans le cadre de sa stratégie de maintenance était sous-estimée. EDF a alors révisé ses critères de remplacement des grappes. Néanmoins, plusieurs cas d'insertion incomplète sont encore survenus, affectant aussi bien les réacteurs de 900 MWe que ceux de 1300 MWe et 1450 MWe. Trois cas sont survenus en 2010 : l'insertion incomplète de deux grappes sur le réacteur n°2 de la centrale de Dampierre, celle de deux grappes sur le réacteur n°4 de la centrale de Cattenom et celle de deux grappes sur le réacteur n°1 de la centrale de Chooz B.

Aussi, EDF a de nouveau modifié sa stratégie de maintenance :

- en limitant la durée d'exploitation des grappes, et ce en fonction du type de réacteur (900, 1300 ou 1450 MWe) et de l'insertion des grappes dans le cœur pendant le fonctionnement du réacteur, mais aussi en tenant compte de la cinétique de gonflement, qui semble être plus rapide vers la fin de vie des grappes,
- en abaissant les critères de remplacement des grappes afin d'identifier celles dont la cinétique s'avèrerait particulièrement trop rapide ; ces critères fixent une augmentation maximale du diamètre des crayons, mesurée tous les quatre arrêts pour rechargement du réacteur pour les cycles de fonctionnement courts (12 mois) et tous les deux arrêts pour les cycles longs (18 mois).

A la suite d'une demande formulée par l'IRSN dans le cadre de la préparation de la réunion du groupe permanent relative au retour d'expérience sur le combustible, EDF a vérifié a posteriori que l'application de cette nouvelle stratégie aurait effectivement permis d'éviter les cas d'insertion incomplète constatés. C'est par exemple le cas du réacteur n°1 de la centrale de Chooz B pour lequel il a été constaté le blocage de deux grappes lors de son arrêt en 2010. En effet, lors de l'arrêt précédent de ce réacteur en 2009, ces deux grappes cumulaient chacune 77314 heures. Le nouveau critère de remplacement préventif étant fixé à 70 000 heures, des grappes neuves auraient été mises en place et l'incident aurait été évité.

Une sûreté peu affectée, mais un phénomène qui doit être surveillé.

Les insertions incomplètes de grappes n'ont pas eu d'incidence sur la sûreté des réacteurs. En effet, quand il a lieu, le blocage de la grappe se produit dans la partie basse de l'assemblage, dans la zone où le diamètre du tube-guide est réduit afin d'amortir la chute (rétreint). Dans les cas d'insertion incomplète observés jusqu'à présent, les grappes s'étaient néanmoins insérées dans la majeure partie de la zone active du cœur. Un tel niveau d'insertion ne met pas en cause l'efficacité de l'arrêt d'urgence du réacteur.

D'une manière générale, les efforts de traction exercés sur les grappes lors de leur levée permettent le déblocage d'une grappe coincée. Mais il peut arriver que le déblocage nécessite une intervention plus complexe, avec l'utilisation d'outils spécifiques ; ce fut le cas pour l'une des deux grappes coincées dans le réacteur n°4 de la centrale de Cattenom en 2010. Ce type d'intervention spécifique peut présenter des difficultés en matière de radioprotection, qui doivent être préalablement évaluées.

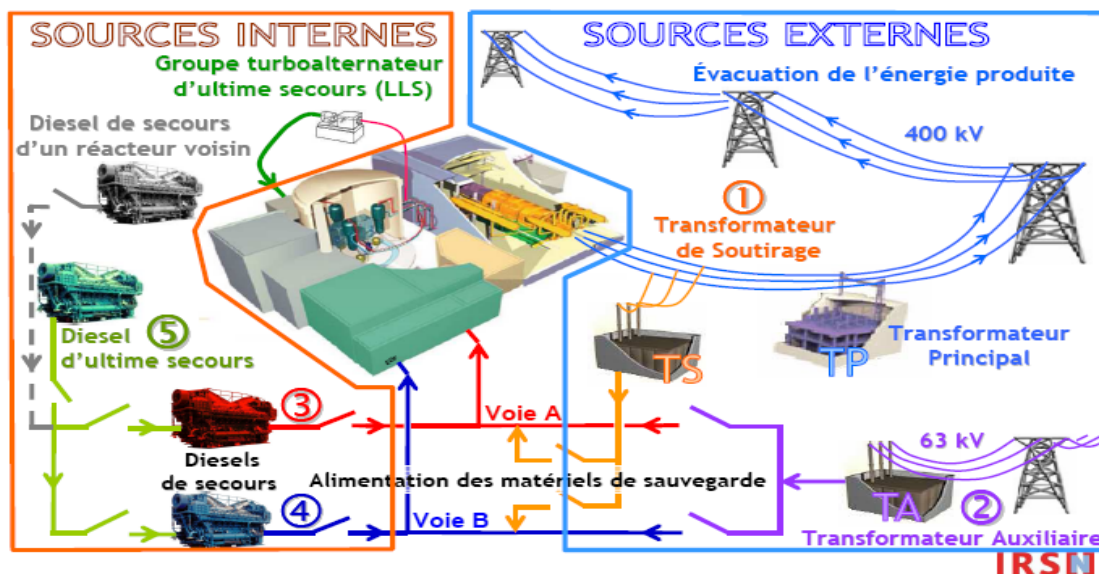
En conclusion, si les blocages observés jusqu'à présent n'ont pas significativement affecté la sûreté et la radioprotection, il est toutefois nécessaire qu'EDF prenne des mesures pour en réduire le nombre. Selon l'IRSN, la nouvelle stratégie de maintenance d'EDF apparaît adaptée pour réduire sensiblement les risques de blocage de grappes liés au gonflement des crayons. La cinétique de ce phénomène, mal appréciée initialement par EDF, est aujourd'hui mieux connue. Néanmoins, cette connaissance doit être approfondie en poursuivant la surveillance et l'analyse du retour d'expérience sur l'ensemble des réacteurs, durant les prochaines années.

Anomalie des moteurs diesel des groupes électrogènes de secours et d'ultime secours des réacteurs de 900 MWe

Une usure prématurée des coussinets de bielle de plusieurs moteurs diesel des groupes électrogènes de secours des réacteurs de 900 MWe a été constatée par EDF. Les coussinets affectés ont été remplacés et des investigations ont été menées par EDF pour caractériser cette anomalie, qui présente un caractère générique pour les réacteurs de 900 MWe. Des premières mesures particulières de surveillance et de maintenance ont été prises à titre préventif, afin de maintenir une fiabilité acceptable des moteurs. Toutefois, l'origine de l'anomalie n'est pas totalement expliquée à ce jour et fait l'objet de recherches et d'investigations menées par EDF et le constructeur des moteurs diesel. Dès la survenue de la première avarie, l'IRSN a analysé la situation des réacteurs du parc. Il a formulé dans un avis ses recommandations sur les dispositions provisoires retenues par EDF et assure un suivi particulier des études menées par EDF.

Les alimentations électriques des réacteurs français de 900 MWe

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



Les sources électriques externes (réseau EDF) et internes (groupes électrogènes de secours)

En situation normale, la ligne électrique, dite « principale », qui permet l'évacuation de l'énergie produite par la centrale vers le réseau national, alimente les équipements de la centrale via un transformateur de soutirage (repère 1 de la figure ci-avant).

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

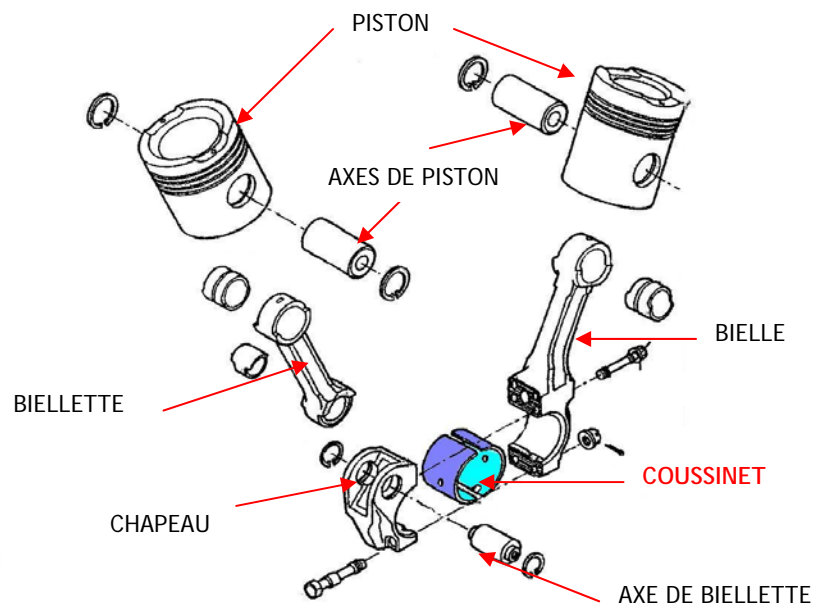
Si l'ilotage échoue, l'arrêt automatique du réacteur est déclenché et son alimentation électrique est assurée par une seconde ligne du réseau national, dite « auxiliaire » (repère 2).

Si les deux alimentations externes sont indisponibles simultanément, deux groupes électrogènes de secours à moteur diesel (repères 3 et 4) d'une puissance de 4 MWe permettent d'alimenter en quelques secondes les équipements de sûreté des deux voies A et B. Chaque diesel est capable de fournir l'énergie électrique nécessaire à l'atteinte d'une situation sûre du réacteur et au bon fonctionnement des équipements de sauvegarde. Il y a donc redondance des sources internes d'alimentation électrique. De plus, un troisième diesel identique, appelé « groupe d'ultime secours » (repère 5), commun à l'ensemble des réacteurs d'une centrale, peut, en cas de nécessité, être connecté manuellement en quelques heures à la place d'un groupe électrogène de secours défaillant.

Une usure anormale de coussinets

L'anomalie qui affecte les moteurs diesel des groupes électrogènes de secours et d'ultime secours des réacteurs de 900 MWe est une usure prématurée de coussinets de tête de bielle. Cette anomalie est à l'origine de plusieurs avaries de ces moteurs dans les installations nucléaires en France.

Les coussinets de tête de bielle sont des pièces semi-annulaires qui assurent l'interface entre la tête de la bielle et le maneton du vilebrequin du moteur ; ce sont des pièces en acier revêtu d'une couche antifriction en cupro-plomb.



Représentation de l'implantation des coussinets de tête de bielle (en bleu)

Le fabricant habituel ayant arrêté sa fabrication de coussinets en 2003, le constructeur des moteurs diesel a confié la fabrication de ces pièces, à l'identique, à un autre fabricant. Une première série de coussinets produits par ce nouveau fabricant (coussinets appelés « de première génération ») a alors été montée à partir de 2006 dans plusieurs moteurs diesel de réacteurs de 900 MWe dans le cadre des opérations normales de maintenance. Mais en 2008 et 2009, plusieurs avaries de moteurs diesels se sont produites. L'expertise des coussinets a révélé leur dégradation rapide, due à un défaut générique de fabrication (présence de surépaisseurs faibles de la couche antifricction) pouvant conduire à des fusions localisées du métal des coussinets ([voir l'article « Défauts de qualité lors des opérations de maintenance et les non-conformités de matériels aux exigences de qualification » dans le rapport IRSN 2009](#)). La fabrication de cette première série de coussinets étant attendue « à l'identique », EDF et le constructeur des moteurs diesel n'avaient pas estimé nécessaire d'effectuer des essais de qualification des pièces du nouveau fabricant.

Dans ces conditions, la fabrication d'une deuxième série de coussinets (appelés de « deuxième génération ») a été lancée en 2009 ; le défaut de la couche antifricction a été corrigé. Ces coussinets de deuxième génération ont subi des essais en usine dans un moteur diesel identique à ceux installés dans les centrales, en simulant notamment des mises en service du diesel correspondant à une durée d'exploitation de 10 ans. Le constructeur des moteurs diesel considérant que ces essais ont montré un bon comportement des coussinets, ces derniers ont été montés en lieu et place des coussinets de première génération.

Mais, en octobre 2010, une avarie a affecté un moteur diesel nouvellement équipé de coussinets de deuxième génération, avarie imputée à la dégradation de presque tous les coussinets du moteur. Les contrôles effectués par EDF sur deux autres moteurs diesel ont révélé une usure anormale, voire un début de grippage, des coussinets. Selon EDF, la dégradation des coussinets ne devient critique pour le fonctionnement des moteurs diesel qu'à partir d'une quinzaine de démarrages, soit environ une année d'exploitation compte tenu des essais périodiques des groupes électrogènes.

L'origine de l'usure rapide des coussinets n'est toutefois pas encore totalement expliquée et des investigations sont en cours chez EDF et le constructeur.

Les conséquences de l'anomalie sur la sûreté des réacteurs

En octobre 2010, au moment où est survenue la première avarie d'un moteur diesel équipé de coussinets de deuxième génération, 27 moteurs diesel affectés à différents réacteurs de 900 MWe, étaient équipés de ce type de coussinets.

Pour quatre réacteurs, les deux groupes électrogènes de secours étaient équipés de ces coussinets, et, pour deux d'entre eux, le groupe électrogène d'ultime secours de la centrale en était également équipé, ce qui constituait un risque de défaillance de mode commun des sources électriques internes. C'est la raison pour laquelle EDF est intervenu en priorité sur ces deux réacteurs pour remplacer l'ensemble des coussinets ; EDF a déclaré, pour ces réacteurs, un événement significatif pour la sûreté de niveau 2 sur l'échelle INES. Pour les autres réacteurs dont certains moteurs diesel étaient également équipés de coussinets de deuxième génération, un événement significatif de niveau 1 sur l'échelle INES a été déclaré. EDF a alors procédé, pour l'ensemble de ces moteurs diesel, au remplacement de leurs coussinets par des coussinets identiques neufs. Ces derniers pourraient toutefois

être aussi affectés à court terme par une usure prématurée ; ils font donc l'objet d'une surveillance renforcée (contrôle de la teneur en plomb dans l'huile) et d'un remplacement annuel. Cette disposition, provisoire dans l'attente des résultats des investigations sur l'origine des dégradations, permet de maintenir une fiabilité acceptable des moteurs diesel pour un an de fonctionnement.

Le programme d'actions d'EDF

En parallèle au remplacement, à titre préventif, des coussinets, EDF a mené des investigations sur un moteur pour déterminer les facteurs susceptibles d'avoir une influence sur la tenue des coussinets. Il a identifié le rodage, le type et la pression de l'huile du moteur comme facteurs d'influence ; il a donc mis en œuvre dans les centrales une procédure de rodage plus lent des moteurs. De plus, il a mis en place un contrôle renforcé (tous les deux mois après les essais périodiques) de la teneur en plomb dans l'huile des moteurs, qu'il considère comme un bon indicateur de la dégradation de la couche antifriction au cupro-plomb des coussinets.

L'avis de l'IRSN

Dès la survenue de la première avarie, l'IRSN a analysé la situation du parc des réacteurs du point de vue de la sûreté et formulé dans un avis à l'ASN, ses recommandations sur les dispositions provisoires proposées par EDF. Outre des recommandations incitant à renforcer la surveillance des moteurs diesel, l'IRSN a considéré qu'au titre de la défense en profondeur, EDF devait procéder à une vérification de la fiabilité de l'ensemble des équipements de la distribution électrique de puissance et de ceux concourant à la limitation des conséquences en cas de perte de sources électriques ou de perte de refroidissement. L'IRSN a recommandé également que l'exploitant limite au maximum les risques de perte de tension électrique pendant les interventions, par exemple sur les postes d'interconnexion ou les lignes électriques.

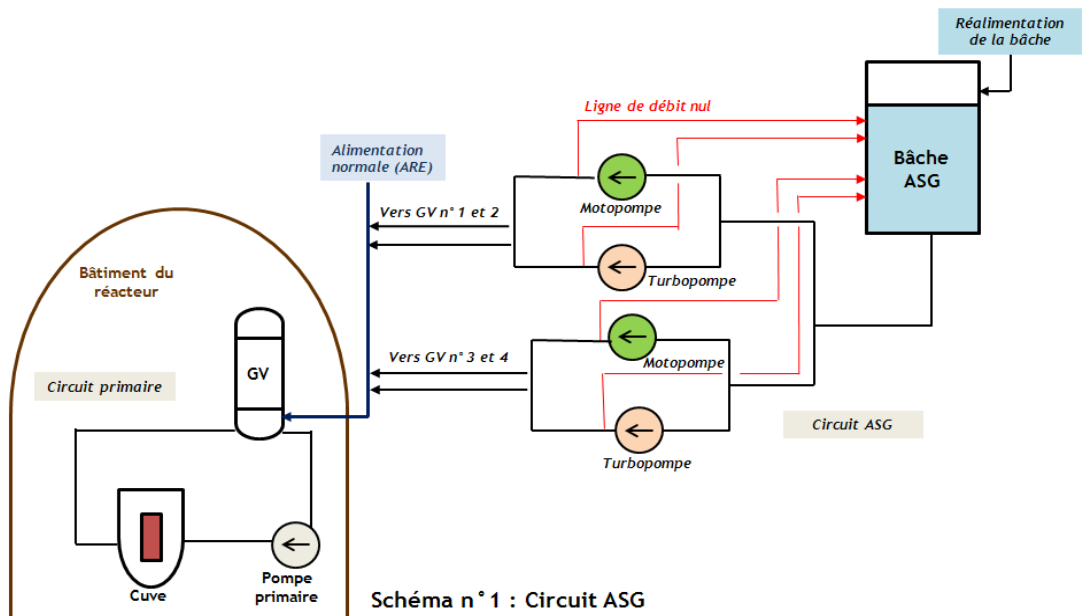
Il est à souligner que le phénomène d'usure rapide des coussinets n'a pas encore été totalement expliqué, ni sa variabilité selon les moteurs. Il représente un risque latent difficile à évaluer ; les avaries effectives des moteurs diesel sont en effet survenues de façon brutale. Aussi il est indispensable que les investigations soient activement poursuivies par EDF, le constructeur des moteurs diesel et le fabricant des coussinets et que, si nécessaire, une autre solution industrielle soit mise en place. Bien que, selon le constructeur des moteurs diesel, les coussinets fournis par le nouveau fabricant soient de conception identique à ceux équipant initialement ces moteurs, l'IRSN a néanmoins recommandé qu'EDF poursuive les investigations quant à d'éventuels écarts dans la fabrication des coussinets.

Vibrations en amont des pompes du circuit d'eau d'alimentation de secours des générateurs de vapeur

EDF a découvert l'existence de vibrations en amont des pompes du système d'alimentation de secours des générateurs de vapeur de certains réacteurs de 1300 MWe. Ce phénomène apparaît dans certaines configurations de fonctionnement des pompes. En attendant un traitement définitif, EDF a proposé des dispositions provisoires applicables à l'ensemble de ces réacteurs. L'IRSN a recommandé des compléments à ces dispositions.

Le système d'alimentation de secours en eau des générateurs de vapeur

Les générateurs de vapeur, au nombre de quatre pour les réacteurs de 1300 MWe, assurent les échanges thermiques entre l'eau du circuit primaire, portée à 325°C dans le cœur du réacteur, et l'eau du circuit secondaire qu'ils transforment en vapeur pour alimenter la turbine. Lorsque le réacteur est en puissance, l'alimentation en eau du circuit secondaire est assurée par le système d'alimentation normale des générateurs de vapeur (système ARE). Le système d'alimentation de secours des générateurs de vapeur (système ASG) est utilisé, d'une part lors du fonctionnement normal du réacteur, pendant les phases de démarrage et d'arrêt, d'autre part en cas de situation incidentelle ou accidentelle, comme la défaillance du système d'alimentation normale en eau des générateurs de vapeur, la perte des alimentations électriques externes, la rupture d'une tuyauterie de vapeur ou d'une tuyauterie de l'alimentation normale en eau des générateurs de vapeur. Il constitue donc un système de sauvegarde du réacteur dont la défaillance peut entraîner une dégradation importante du combustible. Il comporte deux files indépendantes, chacune alimentant deux générateurs de vapeur. Chaque file comporte un groupe motopompe (MPS) dont la pompe est actionnée par un moteur électrique, et un groupe turbopompe (TPS) dont la pompe est actionnée par une turbine alimentée par la vapeur provenant des générateurs de vapeur. Les quatre pompes aspirent dans une bache (bache ASG) remplie d'eau déminéralisée et réalimentable. Chaque pompe est équipée à son refoulement d'une tuyauterie de retour dans la bache ASG, appelée « ligne de débit nul ». Cette ligne permet, lorsque les pompes ne débitent pas dans les générateurs de vapeur, de les maintenir en service avec un débit suffisant pour éviter un échauffement excessif de l'eau dans les pompes.



Un constat générique de vibrations importantes des tuyauteries du système ASG pour les réacteurs de 1300 MWe du palier P4

Des vibrations observées sur le réacteur n°2 de la centrale de Flamanville

L'apparition en 2008, au cours de l'arrêt pour rechargement du réacteur n°2 de la centrale de Flamanville, d'un bruit important provenant d'une des deux motopompes (celle de la voie A) du système d'alimentation de secours des générateurs de vapeur (ASG) a conduit EDF à mener en 2010 une série d'essais particuliers destinés à mieux caractériser le comportement atypique de cette pompe.



Photo : pompe ASG

Ce bruit anormal était déjà apparu lors du fonctionnement de la motopompe sur sa ligne de débit nul, avec un faible volume d'eau dans la bâche. Lors des essais du système ASG réalisés au redémarrage du réacteur après l'arrêt de 2008, le respect des critères de sûreté avait cependant permis à EDF de déclarer cette pompe disponible, tout en programmant une analyse approfondie du phénomène constaté lors de l'arrêt pour rechargement de 2010.

L'hypothèse de vibrations importantes a finalement été retenue pour expliquer le bruit constaté. Dès lors, la sollicitation sur une longue durée des tuyauteries situées à l'aspiration des pompes ASG pourrait à terme les fragiliser, voire entraîner une fissuration d'un piquage ou de la tuyauterie principale et créer une perte d'eau pouvant rendre indisponible la fonction ASG.

Les essais menés dans différentes configurations en termes de volume d'eau dans la bâche ASG et de débit ASG ont confirmé l'existence de vibrations des tuyauteries à l'aspiration des motopompes ASG lorsque celles-ci

fonctionnent sur leur ligne de débit nul, donc à faible débit, avec un volume d'eau dans la bache ASG inférieur à 800 m^3 , soit une faible hauteur d'eau à l'aspiration des pompes.

Compte tenu des similitudes entre les circuits ASG des réacteurs des centrales de Paluel, Flamanville et Saint-Alban, la possibilité d'un phénomène générique à ces réacteurs a été alors évoquée. Afin de valider ou d'infirmer cette hypothèse, la centrale de Paluel a réalisé, courant octobre 2010, sur le réacteur n°1, alors en arrêt pour rechargement, des essais complémentaires à ceux réalisés à Flamanville.

Confirmation de l'existence de vibrations sur le réacteur n°1 de Paluel

Lors de ces essais, des vibrations des tuyauteries ASG situées en amont des pompes ASG ont également été constatées lorsque ces pompes fonctionnent à débit nul ou à faible débit ($Q < 20 \text{ m}^3/\text{h}$) et avec un volume d'eau dans la bache inférieur ou égal à 1000 m^3 .

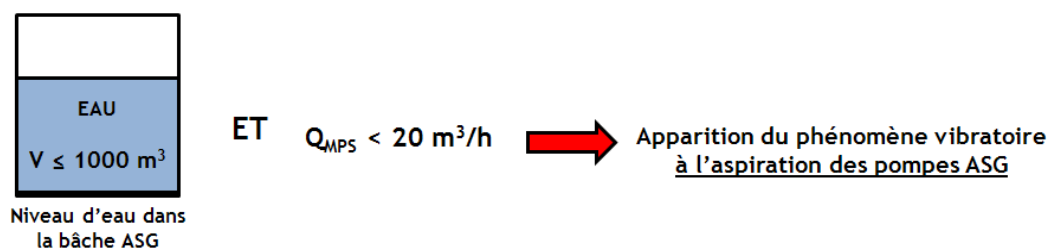


Schéma n°2 : Conditions d'apparition du phénomène vibratoire sur les motopompes ASG du réacteur n°1 de la centrale de Paluel

Bien que les conditions d'apparition des vibrations ne soient pas rigoureusement identiques pour les centrales de Paluel et de Flamanville, l'importance des vibrations dépend des mêmes paramètres (volume d'eau dans la bache ASG et débit d'eau injectée par les pompes) et suit les mêmes tendances :

- elle augmente avec la baisse du volume d'eau dans la bache ASG ;
- elle diminue lorsque le débit augmente.

En conclusion, les résultats d'essais obtenus sur les centrales de Paluel et de Flamanville et les similitudes des lignes ASG des réacteurs de Flamanville, de Paluel et de Saint-Alban confirment que le phénomène est générique à l'ensemble des réacteurs de 1300 MWe du palier P4¹.

L'origine du phénomène

Les investigations menées par EDF sur les réacteurs de Paluel et de Flamanville montrent que l'origine de ce phénomène est de nature hydraulique. Il se caractérise par des fluctuations importantes de la pression à l'aspiration de la pompe, qui engendrent, par couplage avec les structures mécaniques, des vibrations des tuyauteries lorsque la pompe fonctionne sur sa ligne de débit nul ou à faible débit ($Q < 20 \text{ m}^3/\text{h}$) et lorsque le volume d'eau dans la bache ASG est inférieur à 1180 m^3 .

¹ Voir en fin d'article le tableau de répartition des réacteurs du parc nucléaire français par palier.

Ces vibrations résultent d'une recirculation d'une partie de l'eau aspirée à l'intérieur de la pompe lorsque le débit d'injection de la pompe et le niveau d'eau dans la bache ASG sont en dessous de seuils spécifiques à chaque réacteur. La recirculation perturbe l'écoulement du fluide dans la pompe et entraîne l'apparition de zones de turbulence et de fluctuations de pression à l'aspiration de la pompe, d'où l'existence de vibrations des tuyauteries en amont des pompes.

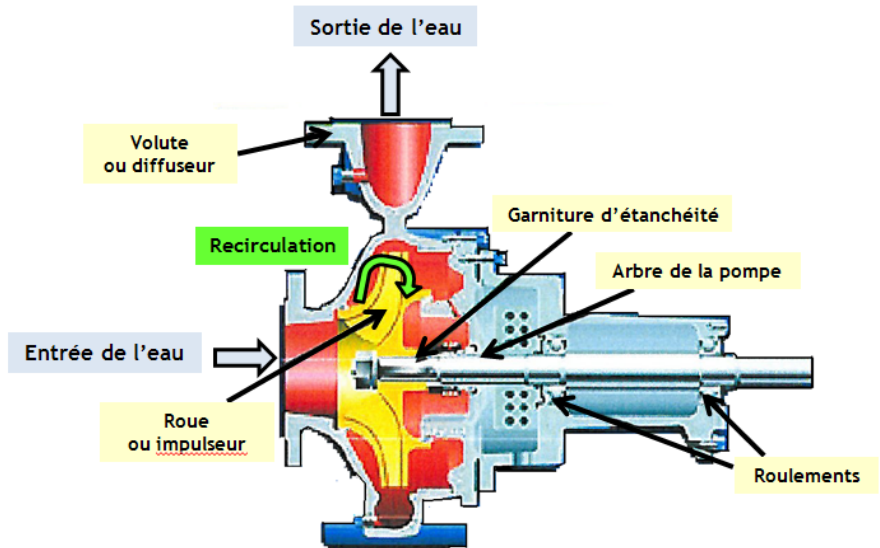


Schéma n° 3 : Recirculation dans la motopompe

La recirculation est liée à la conception de la pompe (section d'entrée du fluide dans la roue réduite du fait d'un diamètre d'arbre trop grand, débit de fonctionnement de la pompe trop éloigné de son débit à rendement optimal) mais ses effets, en l'occurrence des sollicitations vibratoires, dépendent du couplage des fluctuations de pression avec les tuyauteries en amont.

Un phénomène déjà observé pour d'autres réacteurs du parc EDF

Déjà en 1986, un phénomène similaire avait été observé sur les motopompes ASG du réacteur n°1 de la centrale de Cattenom, dont les réacteurs appartiennent à une autre série de réacteurs de 1300 MWe (palier P'4). Ce phénomène apparaissait dans les deux zones de fonctionnement suivantes de ces pompes :

- dans une zone de faible débit ($< 30 \text{ m}^3/\text{h}$) pour un volume d'eau dans la bache ASG allant jusqu'à 1350 m^3 (bache pleine);
- dans une zone de fort débit (entre 90 et $140 \text{ m}^3/\text{h}$) pour un volume d'eau dans la bache ASG inférieur ou égal à 900 m^3 .

EDF avait estimé, à l'époque, que les vibrations étaient dues à des fluctuations de pression à l'aspiration de la pompe provenant d'un phénomène de recirculation de l'eau dans celle-ci en dessous d'un débit critique.

En effet, une partie du débit aspiré retourne à l'aspiration via l'arrière de la roue et les trous d'équilibrage

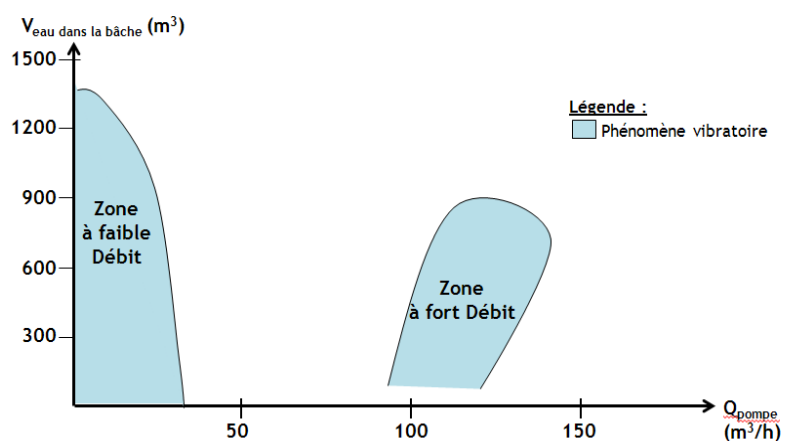


Schéma n° 4 : Phénomène vibratoire affectant le réacteur n°1 de la centrale de Cattenom avant modification des motopompes ASG

de la roue. Il en résulte la formation d'un tourbillon au centre duquel se forme une poche de vapeur d'eau sous l'effet de la dépression. Cette poche de vapeur d'eau interrompt momentanément la circulation de l'eau puis disparaît brutalement en provoquant un choc. Le phénomène est cyclique.

EDF avait déjà déterminé que le débit d'injection de la pompe et le volume d'eau dans la bache ASG étaient des facteurs déterminants de ce phénomène, bien que l'intensité et la stabilité des fluctuations de pression fussent difficiles à prédire.

Afin de réduire les vibrations, les pompes ASG des réacteurs du palier P'4 ont été modifiées afin de réduire la recirculation et d'améliorer l'entrée de l'eau dans la pompe. Ces modifications ont permis d'éliminer les fluctuations de pression à très bas débit. En revanche, à fort débit, les fluctuations de pression persistent. Une analyse a cependant montré que les régimes à fort débit (entre 90 m³/h et 110 m³/h) avec un bas volume dans la bache ASG sont très rares et supportables mécaniquement par la pompe. EDF n'a donc pas jugé utile de pousser plus loin les études et aucune disposition n'a été mise en œuvre pour éliminer le phénomène à haut débit. Les pompes des réacteurs des paliers P4 et P'4 étant différentes, ces modifications n'ont alors été mises en œuvre que sur les réacteurs du palier P'4.

Puissance	900 MWe			1300 MWe		1450 MWe
Palier	CP0	CP1	CP2	P4	P'4	N4
Centrales	Fessenheim	Blayais	Chinon B	Paluel	Cattenom	Chooz
	Bugey	Dampierre	Cruas	Saint Alban	Belleville	Civaux
		Gravelines	Saint Laurent B	Flamanville	Golfech	
		Tricastin			Penly	
					Nogent	

Tableau de répartition des réacteurs du parc nucléaire français par palier

Dans le cadre de son analyse, l'IRSN a également relevé un événement significatif pour la sûreté, survenu le 23 septembre 2005, qui a affecté le réacteur n°4 de la centrale de Cruas (réacteur de 900 MWe). Cet événement a consisté en la dégradation de plusieurs supports de la ligne d'aspiration d'une motopompe en raison de phénomènes vibratoires. Ces vibrations étaient initiées par des pulsations de pression dans les lignes d'aspiration des motopompes. De manière globale, de tels phénomènes sont présents dans le circuit ASG lors du fonctionnement des pompes à débit partiel pour des plages de débit spécifiques à chaque pompe. Malgré les différentes campagnes d'essais réalisées à Cruas, EDF n'a pas été en mesure de déterminer clairement l'origine des phénomènes. Seules les conséquences ont été analysées. Les supportages défectueux ont été remplacés par des supportages neufs, renforcés et font l'objet d'un programme de surveillance. Ce dernier n'ayant révélé aucune anomalie, les recherches n'ont pas été approfondies.

Les mesures engagées par EDF pour les réacteurs du palier P4

Compte tenu du fait qu'une corrélation précise et identique n'a pas pu être établie, pour tous les réacteurs, entre l'intensité vibratoire et les valeurs des paramètres influents, il n'est pas possible de déterminer la durée des sollicitations au bout de laquelle une fissure pourrait se produire. EDF a défini un plan d'actions visant à définir et à mettre en œuvre une solution durable pour l'ensemble des réacteurs du palier P4. Une modification dans le

corps d'aspiration des pompes, en cours d'étude à EDF, doit être définie d'ici fin 2011 et mise en place à partir de 2012 sur l'ensemble des réacteurs du palier P4, après avoir été expérimentée sur un premier réacteur de ce palier.

Dans l'intervalle, EDF a mis en place des dispositions préventives applicables à l'ensemble des réacteurs du palier P4. L'objectif principal de ces dispositions est d'éviter les configurations de fonctionnement où des phénomènes vibratoires importants apparaissent. A cet effet, EDF a recensé l'ensemble des situations qui conduisent à la mise en service des pompes ASG, en fonctionnement normal ou accidentel. Parmi toutes ces situations, EDF a ensuite déterminé celles pour lesquelles les pompes pourraient être amenées à fonctionner dans des conditions d'apparition de vibrations, c'est-à-dire un très bas débit de la pompe associé à un faible volume d'eau dans la bache ASG. Cette étude a montré que ce mode de fonctionnement ne se présente que très rarement. Quelques situations spécifiques ont toutefois été mises en évidence, dont une en fonctionnement normal lors du démarrage du réacteur, et une autre lors du refroidissement du réacteur plusieurs heures après la survenue d'un accident. EDF a mis en place des dispositions de conduite permettant d'éviter le fonctionnement dans ces situations à risque, notamment :

- le maintien d'un volume minimal d'eau de 1180 m³ dans la bache ASG en exploitation normale ;
- des préconisations pour la gestion du fonctionnement des pompes ASG en situation accidentelle par les équipes locales de crise du site (fonctionnement des pompes par courtes périodes à débit élevé plutôt qu'en permanence à débit réduit).

De plus, si le fonctionnement des pompes dans le domaine sensible ne peut pas être évité, une surveillance des tuyauteries situées à l'aspiration des pompes ASG est réalisée en local. Par la suite, des contrôles visuels et des contrôles par ressuage des tuyauteries sont réalisés.

L'analyse de l'IRSN

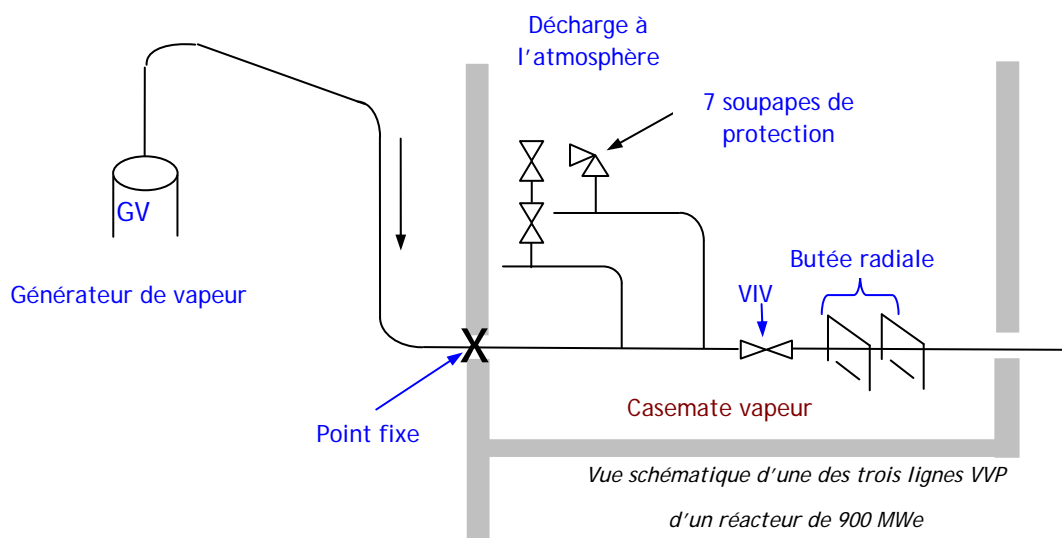
L'IRSN a analysé les résultats des essais réalisés sur les réacteurs des centrales de Flamanville et de Paluel ainsi que les études fournies par EDF. L'origine des anomalies constatées est aujourd'hui bien clarifiée et permet l'étude d'une modification destinée à réduire de manière sensible les sollicitations vibratoires dans les conditions particulières de fonctionnement ainsi déterminées. Dans l'attente de la réalisation de cette modification, l'IRSN a considéré que les mesures compensatoires mises en place par EDF sur les réacteurs de 1300 MWe du palier P4 sont acceptables, tout en recommandant des améliorations pour les renforcer. L'IRSN considère en effet que les dispositions particulières de conduite qu'EDF prévoit de faire appliquer par les équipes de crise locales, doivent également être mises en œuvre dans toutes les situations incidentelles et accidentelles, avec ou sans grèvement des équipes de crise. S'agissant des contrôles des tuyauteries prévus par EDF en amont des motopompes ASG, l'IRSN a recommandé qu'ils soient étendus aux turbopompes ASG, bien que celles-ci soient moins sollicitées. EDF s'est engagé à ce sujet.

Bien que les pompes ASG des réacteurs de 900 MWe et de 1450 MWe soient différentes, l'existence de phénomènes similaires sur ces pompes n'est pas exclue. Aussi, l'IRSN considère qu'un examen doit être mené sur ces réacteurs, ce à quoi EDF s'est engagé.

Dégradations de supports de tuyauteries de vapeur des réacteurs de 900 MWe

Dans le courant de l'été 2009, des dégradations de supports de tuyauteries du circuit de vapeur principal des réacteurs n° 1 et 4 de la centrale du Blayais ont été constatées. Ces supports sont destinés à maintenir en place les tuyauteries de vapeur en cas de rupture en aval des vannes d'isolement « vapeur » et éviter ainsi des sollicitations mécaniques importantes des tuyauteries en amont des vannes. L'IRSN a alors recommandé que soit réalisé un contrôle des supports de l'ensemble des réacteurs de 900 MWe. Réalisés en 2010, ces contrôles ont mis en évidence des dégradations de supports de plusieurs réacteurs pouvant compromettre la fermeture des vannes, en cas de rupture d'une tuyauterie de vapeur. Des modifications ont été mises en place par EDF pour corriger ces défauts.

Le circuit de vapeur principal (VVP) d'un réacteur de 900 MWe comporte trois lignes de vapeur, chacune d'elles étant raccordée à la partie supérieure de l'un des trois générateurs de vapeur (GV). A la sortie du bâtiment du réacteur, chaque ligne traverse un local appelé « casemate vapeur » et rejoint les deux autres lignes de vapeur dans la salle des machines. Dans la « casemate vapeur », la ligne qui la traverse comporte une ligne de décharge de la vapeur à l'atmosphère, un ensemble de 7 soupapes de protection contre les surpressions dans le générateur de vapeur et une vanne d'isolement du générateur de vapeur (VIV). En aval de cette vanne, la tuyauterie est supportée par une « butée radiale » qui a pour rôle d'empêcher la transmission d'efforts au tronçon de tuyauterie situé entre la traversée du bâtiment du réacteur et la vanne, en particulier en cas de rupture de la tuyauterie de vapeur (RTV) en aval de la vanne d'isolement.



Description des butées radiale

Chaque butée radiale est constituée de deux cadres (« cadre amont » et « cadre aval »). Chaque cadre est composé de deux poteaux ancrés dans le génie civil, d'une traverse supérieure et d'un ensemble métallique supportant la tuyauterie, scellé au génie civil, appelé « chaise ». Au droit de chaque cadre, un flasque soudé sur la tuyauterie fait office de contre-butée. Ce dispositif permet de maintenir radialement la tuyauterie tout en la laissant libre axialement afin de permettre les déplacements provoqués par la dilatation de la ligne lors des phases de montée et de descente de la température du réacteur. Pour cela, d'une part un jeu doit être respecté entre les flasques et les cadres des butées - jeu réglé à l'aide de cales -, d'autre part la tuyauterie doit pouvoir glisser axialement sur la « chaise ». Pour cela, une cale bombée, solidaire de la tuyauterie, s'emboîte dans une cale intercalaire creuse dont la face inférieure est munie d'un revêtement en polymère pour faciliter son glissement sur la cale fixe solide de la chaise.

En fonctionnement normal, des plaques d'arrêt immobilisent les cales de manière à n'autoriser que les déplacements dans le sens axial de la tuyauterie entre la cale creuse et la cale mince.

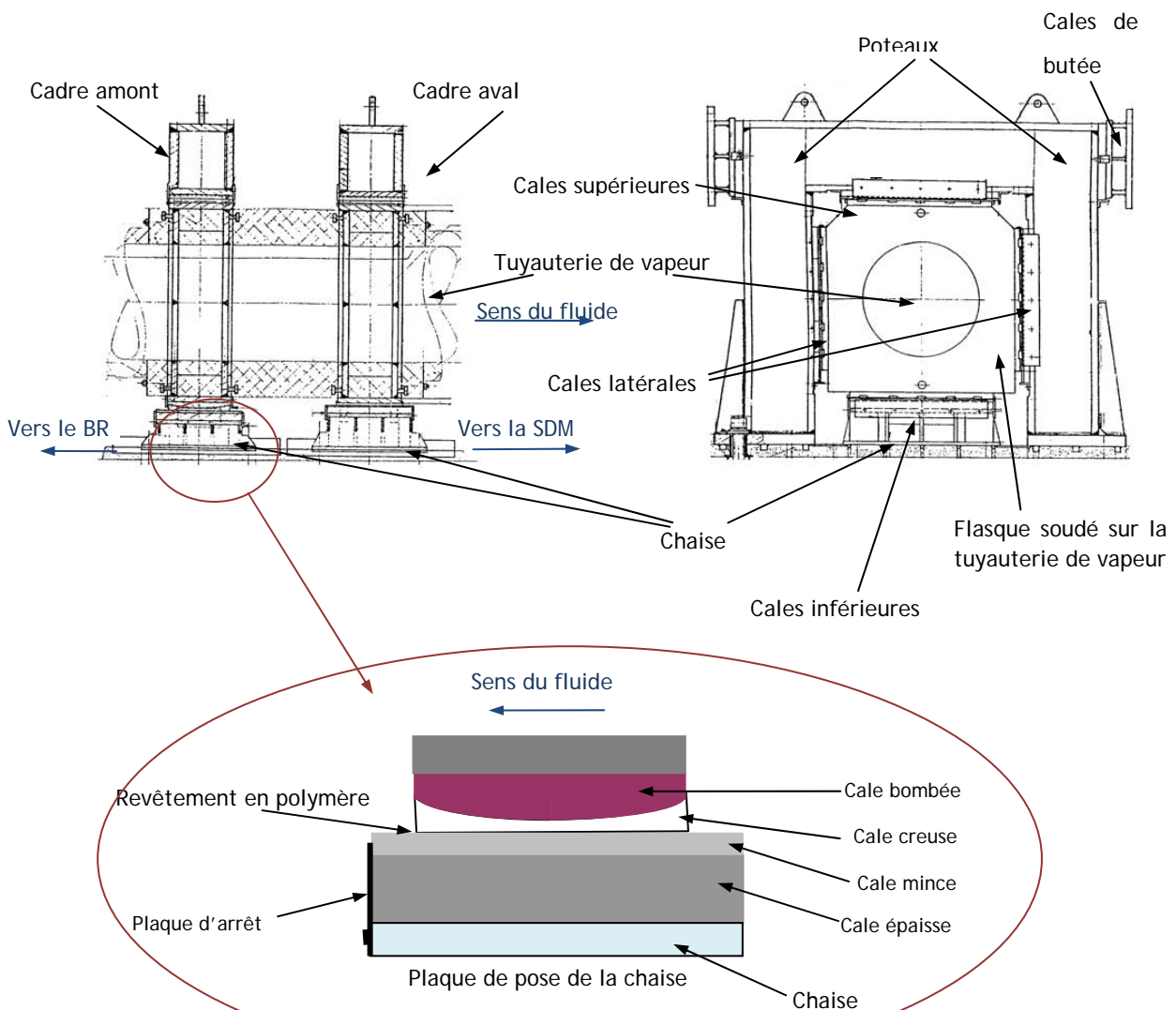


Schéma d'une butée radiale

L'importance des butées pour la sûreté du réacteur

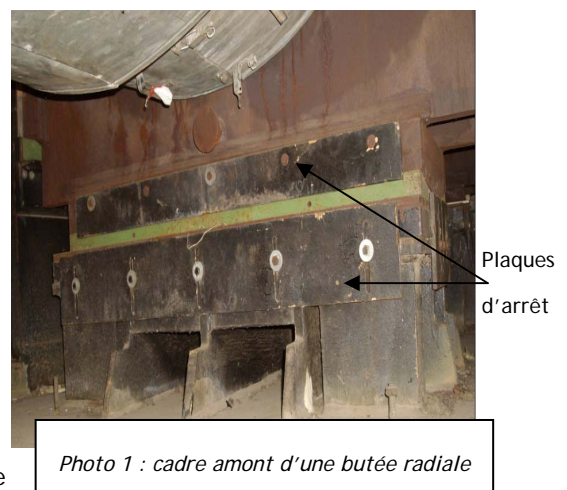
La rupture d'une tuyauterie de vapeur en aval de la vanne d'isolement du générateur de vapeur est une situation accidentelle étudiée dans les rapports de sûreté. Les butées radiales sont dimensionnées pour reprendre les efforts qui en résulteraient ; elles permettent ainsi d'éviter l'endommagement de la tuyauterie en amont de la rupture ou la perte de manœuvrabilité des vannes d'isolement. En effet, dans une situation accidentelle de rupture d'une tuyauterie de vapeur, la fermeture automatique des VIV des trois lignes de vapeur permet de limiter la vidange des générateurs de vapeur par la brèche et de maintenir ainsi un refroidissement suffisant du réacteur.

Des premiers défauts de calage découverts en 2009

En juin 2009, durant l'arrêt du réacteur n°4 de la centrale du Blayais, les cales supérieures du cadre « amont » d'une des butées radiales ont été trouvées décalées de leurs positions initiales, ce qui avait provoqué l'arrachement de leurs plaques d'arrêt. En juillet 2009, le même constat a été fait sur le réacteur n°1 de la centrale du Blayais.

Si le programme de maintenance du circuit secondaire principal prévoyait bien le contrôle des butées latérales des tuyauteries à froid et à chaud, aucun contrôle spécifique n'était par contre prescrit pour les cales situées entre les flasques soudés sur les tuyauteries et les butées radiales, si ce n'est la vérification d'une absence globale de dégradation des cadres.

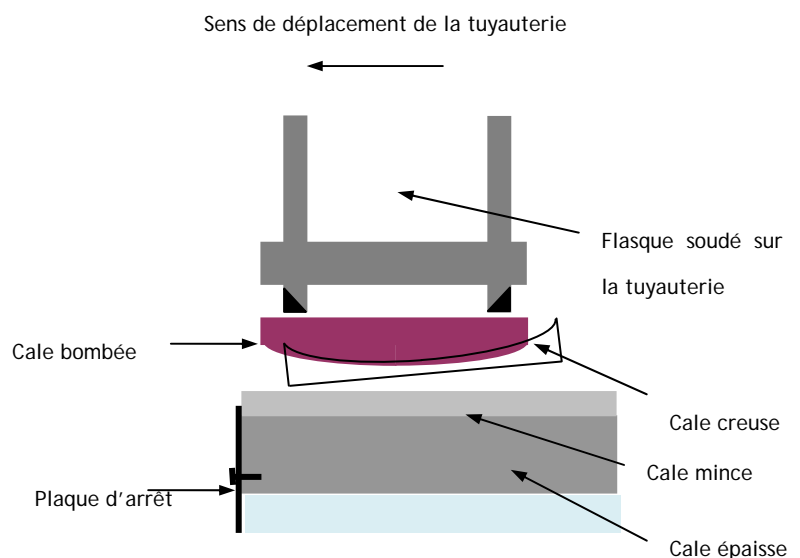
La présence de dégradations similaires dans d'autres réacteurs étant possible, l'IRSN a recommandé que le bon positionnement de l'ensemble des cales intercalées entre les tuyauteries de



vapeur et les butées radiales soit vérifié pour tous les réacteurs de 900 MWe. Réalisés en 2009 et 2010, ces contrôles ont montré des dégradations dans d'autres réacteurs. Par conception, seules les tranches de 900 MWe sont concernées.

L'origine des dégradations

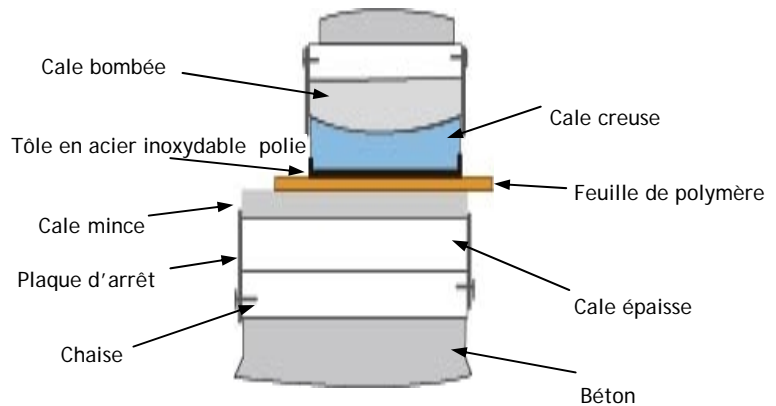
L'examen des butées montre que les dégradations constatées ont résulté d'un mauvais glissement de la cale creuse revêtue de polymère sur la cale mince lors des dilatations de la tuyauterie. Un coin inférieur de la cale creuse pourrait s'être bloqué sur la cale mince (voir le schéma ci-contre) ; lors du déplacement de la tuyauterie par dilatation, cette tuyauterie pourrait alors avoir été soulevée via la cale bombée, provoquant le blocage de l'ensemble et des dégâts mécaniques dans les cales et leurs fixations.



Le traitement de l'anomalie par EDF

Le revêtement en polymère d'origine s'est avéré ne pas pouvoir garantir un frottement correct dans la durée ; une simple remise en état à l'identique ne pouvait donc pas constituer une solution durable.

En vue d'éviter l'effet de coin et de réduire les risques de blocage, EDF a estimé qu'il fallait rétablir un glissement correct entre la cale creuse et la cale mince. Pour cela, la solution retenue a consisté à mettre en place une tôle polie d'acier inoxydable sous la cale creuse et à interposer une feuille d'un nouveau type de polymère entre la cale creuse et la cale mince (solution 1). Cette solution a été validée sur le réacteur n°1 de la



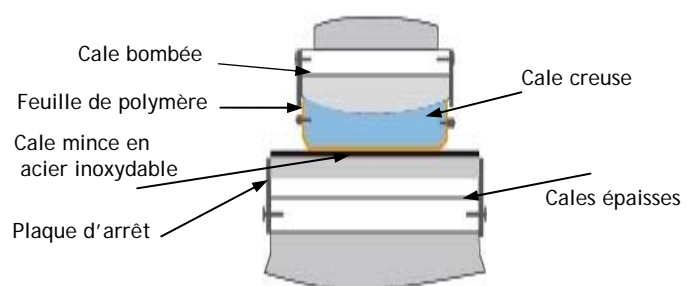
Solution 1 : glissement du polymère sur la cale mince

centrale du Blayais en mai 2010 et sa généralisation à l'ensemble des réacteurs de 900 MWe a alors été lancée avec de plus l'ajout de contrôles supplémentaires dans le programme de maintenance d'EDF ; ces contrôles consistent à réaliser tous les 10 ans une dépose des cales pour vérifier le bon état des surfaces glissantes et la conformité des jeux horizontaux et verticaux entre les flasques et les cadres.

Toutefois, en octobre 2010, de nouveaux glissements non conformes ont été constatés pour le réacteur n°4 de la centrale du Tricastin, où la solution 1 avait été mise en place. Pour l'une des lignes, le glissement n'a pas eu lieu entre la tôle polie en acier inoxydable et la plaque de polymère mais entre la cale mince et la cale épaisse. Pour une seconde ligne, ce n'est pas la tôle polie en acier inoxydable qui a glissé sur la plaque de polymère, mais cette dernière qui a glissé sur la cale mince ; ce dernier phénomène a été constaté pour d'autres réacteurs

Une nouvelle solution mise en œuvre

A la suite du constat fait sur le réacteur n° 4 de la centrale du Tricastin, EDF a développé une nouvelle solution, avec la mise en place de cales minces en acier inoxydable d'une rugosité proche de 1 micron et l'utilisation de feuilles de polymère renforcées au bronze, collées sur la face inférieure des cales creuses et maintenues sur les côtés.



Solution 2 expérimentée sur le site du Tricastin

Cette nouvelle modification (solution 2) a été expérimentée sur le réacteur n°2 de la centrale du Tricastin et sera réalisée en 2011 sur le réacteur n°1 de la centrale de Dampierre. Le calendrier de mise en œuvre sur les autres réacteurs de 900 MWe n'est pas encore défini et pourrait s'étaler sur plusieurs années. EDF estime qu'il ne subsiste plus de risque de blocage à moyen terme. L'IRSN reste vigilant quant aux résultats des contrôles réalisés par EDF sur les réacteurs de 900 MWe et attend le calendrier de mise en place de la solution finale pour se positionner sur l'acceptabilité des délais de réalisation.

Impact des défauts latents sur la sûreté des réacteurs

Même si les contrôles et essais périodiques permettent de détecter une large majorité des défauts présents dans les installations, il arrive que certains défauts ne soient pas détectés du fait de contrôles insuffisants, d'absence de requalification ou même d'une insuffisance d'investigation sur les causes et les conséquences possibles d'une anomalie. Tels des virus provisoirement endormis, ces défauts latents peuvent se manifester dans certaines situations et dégrader la sûreté du réacteur. L'événement survenu le 28 mars 2010 à la centrale de Robinson aux États-Unis montre que le cumul de défauts latents aurait pu conduire à une situation accidentelle. Bien que de gravité moindre, certains événements ayant affecté les réacteurs du parc français montrent que le cumul de défauts latents peut entraîner des difficultés dans la conduite du réacteur ; ce fut le cas en décembre 2010 pour le réacteur n° 1 de la centrale de Gravelines.

L'événement de la centrale de Robinson (USA)

La présentation ci-dessous, sans être exhaustive, a pour objectif de montrer comment une accumulation de non-conformités et de défauts latents aurait pu conduire, à partir d'un événement initiateur relativement banal, à une situation mettant en cause la sûreté du réacteur.

Le réacteur n°2 de la centrale de Robinson (États-Unis) est un réacteur à eau sous pression d'une puissance de 775 MWe, qui a été mis en service en 1970. Sa conception diffère sensiblement de celle des réacteurs à eau sous pression du parc EDF.

Le 28 mars 2010, un court-circuit (défaut initiateur ; voir l'encadré) affecte un câble reliant deux tableaux d'alimentation électrique de moyenne tension (4 kV) du réacteur.

1^{er} défaut: un défaut initiateur affectant un câble électrique

Ce câble, situé dans une partie non classée de sûreté de l'installation électrique, avait été mis en place en 1986. Son expertise a montré qu'une des phases était enroulée autour des deux autres ce qui créait une surépaisseur pouvant entraîner des points de frottement au niveau des coudes des chemins de câble lors du tirage du câble. De plus, le câble ne respectait pas les standards de l'industrie en termes d'isolation et de gainage.

Le disjoncteur de la ligne reliant ces deux tableaux ne s'ouvre pas car son fusible d'alimentation est défectueux (2^{ème} défaut ; voir l'encadré). La protection par le disjoncteur n'ayant pas fonctionné, le court-circuit provoque une chute de tension sur les autres tableaux 4kV, entraînant le ralentissement des pompes primaires et donc une réduction du débit primaire, ce qui provoque l'arrêt automatique du réacteur. Le courant de court-circuit provoque aussi le déclenchement du transformateur principal. Les tableaux 4kV sont alors alimentés par le transformateur de secours ; mais, étant donné que le court-circuit n'est pas encore éliminé, l'alimentation de ces tableaux disjoncte et la chute de tension se propage aux tableaux classés de sûreté (480V), ce qui provoque le démarrage du groupe électrogène de secours. Il survient ensuite une série de dysfonctionnements de matériels et d'erreurs humaines qui accroissent les difficultés de gestion de l'événement, dont certains auraient pu conduire à une situation accidentelle avec un risque de dégradation du combustible.

2^{ème} défaut : le disjoncteur ne s'ouvre pas.

Afin d'isoler le défaut, le disjoncteur situé en amont du câble doit s'ouvrir. Dans le cas présent, le disjoncteur est resté fermé, car son fusible d'alimentation était défectueux. Depuis 2008, le voyant indiquant que le disjoncteur était fermé, ne s'allumait plus. Le changement de l'ampoule ayant été sans effet, un ordre a été donné pour remplacer la douille de l'ampoule. Toutefois d'autres modes de défaillances, tels que la rupture du fusible, n'ont pas été recherchés. De fait, les conséquences de ces modes de défaillance sur la disponibilité du disjoncteur n'ont pas été analysées.

Des dysfonctionnements qui conduisent au démarrage de l'injection de sécurité

Lors de la perte de tension, toutes les vannes de décharge au condenseur de la vapeur des générateurs de vapeur s'ouvrent, sans possibilité de les refermer depuis la salle de commande. Cet appel de vapeur provoque un refroidissement rapide de l'eau du circuit primaire, accompagné d'une baisse de pression et d'une contraction du volume d'eau dans le circuit primaire. Les opérateurs démarrent les deux pompes de charge pour alimenter le circuit primaire en eau borée et rétablir la pression. Toutefois, ils ne suivent pas avec suffisamment de vigilance les évolutions de la température et de la pression dans le circuit primaire et la baisse de pression n'a pas été corrigée suffisamment tôt pour éviter le démarrage automatique du système d'injection de sécurité.

Des dysfonctionnements qui auraient pu conduire à une brèche dans le circuit primaire.

Un des points sensibles vis-à-vis du risque de perte de l'intégrité du circuit primaire est constitué par les joints placés en sortie des arbres des pompes primaires. Si un tel joint n'est pas suffisamment refroidi, il peut se dégrader, et conduire à une brèche dans le circuit primaire. Deux dispositions permettent d'éviter une montée en température de ce joint :

- l'injection d'eau à environ 60 °C au droit du joint : cette injection d'eau à une pression supérieure à celle du circuit primaire évite la remontée d'eau à environ 300 °C venant du corps de la pompe primaire vers le joint ; elle est assurée par les pompes de charge qui aspirent dans un réservoir lui-même alimenté par de l'eau provenant du circuit primaire, préalablement refroidie ;
- une « barrière thermique » située entre le corps de pompe et le joint ; cette barrière est alimentée par de l'eau à environ 30°C provenant du système de refroidissement intermédiaire du réacteur ; elle évite le transfert de la chaleur de la pompe vers le joint : si l'injection d'eau au droit du joint est interrompue, de l'eau provenant du circuit primaire est alors préalablement refroidie au contact de cette barrière avant d'atteindre le joint ; Il est à

noter que le système de refroidissement intermédiaire assure également le refroidissement des paliers des groupes motopompes primaires.

Lors de l'événement, deux défauts latents ont failli faire perdre le refroidissement des joints.

- Tout d'abord, la vanne du système de refroidissement intermédiaire qui alimente la barrière thermique s'est fermée de manière intempestive (voir l'encadré ci-contre). Par conception, cette vanne reçoit un ordre de fermeture en cas de dépassement d'un seuil haut de débit dans le circuit. Du fait de la perte de l'alimentation électrique du relais qui transmet

Fermeture de la vanne du système de refroidissement de la barrière thermique.

Le comportement inattendu de la vanne aurait pu être identifié pour la première fois en 2005 lorsque l'exploitant a constaté des écarts de câblage, puis une seconde fois en 2008 lors d'un essai de l'injection de sécurité et de démarrage automatique du groupe électrogène lors duquel l'exploitant a constaté la fermeture de la vanne. Dans les deux cas, l'exploitant n'a pas poussé ses investigations.

l'information d'un « débit haut » dans la ligne, un ordre de fermeture de la vanne a été émis. Lorsque l'alimentation du tableau secouru a été basculée sur le groupe électrogène d'urgence, la vanne a été de nouveau alimentée électriquement et s'est fermée totalement étant donné que le retour en position normale du relais s'est effectué dans un délai supérieur au temps de manœuvre de la vanne.

- Dans un second temps, l'injection aux joints des pompes primaires a été perdue. En effet, le démarrage par l'opérateur des deux pompes de charge pour compenser le refroidissement rapide du circuit primaire, a fait baisser le niveau dans le réservoir dans lequel elles aspirent. Pour éviter de perdre les pompes par cavitation et manque d'eau, un basculement automatique de l'aspiration des pompes vers le réservoir de stockage d'eau borée

Défaillance d'un relais de niveau dans le réservoir.

En 2008, de nouveaux relais avaient été montés dans les armoires électriques. Ces relais provenant d'un autre fournisseur que les précédents, étaient différents des relais initiaux et nécessitaient une adaptation par la mise en place de cavaliers. Il s'avère que ces cavaliers ont été mal positionnés. Les essais de requalification après changement des relais n'ont pas permis de détecter ce mauvais positionnement des cavaliers en raison d'une absence d'essai de requalification simulant un niveau bas dans le réservoir.

intervient. Les actions de basculement débutent à partir du moment où les deux relais recevant l'information d'un niveau bas dans le réservoir par leur capteur associé sont mis sous tension. Il s'est avéré qu'un des deux relais n'a pas été mis sous tension lorsque le niveau bas a été atteint dans le réservoir (voir l'encadré).

L'analyse du déroulement de l'événement montre que la perte de l'injection aux joints des pompes primaires, est survenue après la remise en service par l'opérateur du refroidissement par les barrières thermiques des pompes primaires. En effet, du fait des alarmes signalant une température trop élevée des paliers des pompes primaires, l'opérateur a détecté la position anormalement fermée de la vanne du circuit de refroidissement intermédiaire et l'a ouverte. La perte de l'injection aux joints des pompes primaires est intervenue 6 minutes plus tard. La dégradation des joints a ainsi été évitée ; elle aurait pu conduire à une brèche dans le circuit primaire, pouvant entraîner une dégradation du cœur.

Une succession de dysfonctionnements

L'événement a fait apparaître un cumul de défauts, tous différents les uns des autres, qui auraient pu avoir des conséquences significatives pour la sûreté du réacteur. Certains écarts étaient présents depuis près de 25 ans.

Cet événement souligne également l'importance d'exercer une maintenance rigoureuse pour les équipements électriques, même non classés, et de ne pas laisser subsister des écarts, même anodins comme un voyant défaillant. L'événement montre aussi l'attention particulière qu'il convient de porter aux matériels remplaçant des matériels obsolètes.

Un passage en état de repli plus long que prévu pour le réacteur n° 1 de la centrale de Gravelines

Bien que présentant des conséquences possibles moins graves pour la sûreté du réacteur, certains événements ayant affecté les réacteurs du parc français montrent qu'un cumul de non-conformités peut entraîner d'importantes difficultés dans la conduite du réacteur. Ce fut le cas à la centrale de Gravelines.

Le 13 décembre 2010, dans le cadre d'essais périodiques du système de protection du réacteur réalisés tous les 2 mois, l'opérateur du réacteur n°1 de la centrale de Gravelines ouvre la vanne permettant de mettre en pression le réservoir d'acide borique du système d'injection de sécurité. Quinze minutes plus tard, à la fin du test de fonctionnement de l'injection de sécurité, l'opérateur remet l'installation en configuration normale. Cependant une alarme signale une baisse anormale du niveau dans le réservoir. Après investigation, il s'avère que cette baisse de niveau est due à l'ouverture intempestive de la soupape de ce réservoir. Cette soupape avait déjà été identifiée par EDF comme étant instable de par son surdimensionnement (c'est-à-dire dimensionnée pour un débit de décharge très supérieur à celui que le circuit fournit lorsque le seuil d'ouverture de la soupape est atteint, il en résulte une ouverture partielle et des battements de la soupape); elle faisait partie d'un programme de remplacements à court terme. De manière conservatrice, les deux voies d'injection directe ont été considérées indisponibles, ce qui a conduit l'exploitant à amorcer le repli du réacteur vers un état d'arrêt qui ne requiert plus la fonction d'injection directe et compatible avec une intervention sur la soupape. Plusieurs événements ont ensuite perturbé la phase de repli, si bien que sa durée a été de 25 heures au lieu des 16 heures prévues dans les spécifications techniques d'exploitation, allongeant donc la durée de maintien du réacteur avec cette indisponibilité.

Un repli difficile

Lors de la première phase du repli, qui consistait à baisser la puissance du réacteur jusqu'à atteindre l'état d'arrêt à chaud, des fluctuations importantes du niveau d'eau dans le générateur de vapeur n°2 ont obligé l'opérateur à piloter la régulation des niveaux des générateurs de vapeur en manuel, afin d'éviter un arrêt automatique du réacteur. Cet aléa a ralenti la baisse de puissance. Les fluctuations étaient dues à un dysfonctionnement de la vanne d'alimentation en eau du générateur de vapeur n°2. Les contrôles réalisés sur la vanne durant la phase de repli n'ont pas permis d'identifier l'origine du dysfonctionnement. Ce n'est que bien plus tard, lors du redémarrage du réacteur, que, à la suite de nouveaux dysfonctionnements, l'exploitant a décidé d'enregistrer les signaux de sortie du positionneur de la vanne ; il a alors constaté un dysfonctionnement de ce dernier alors qu'il avait été remplacé 6 mois plus tôt.

Au cours de la deuxième phase du repli, qui consistait à baisser la pression et la température du circuit primaire jusqu'aux valeurs permettant la mise en service du circuit de refroidissement du réacteur à l'arrêt (circuit RRA), l'exploitant a rencontré des difficultés pour conditionner ce circuit en température avant de le connecter au circuit primaire. En effet, avant de connecter le circuit RRA, il faut le conditionner en température, c'est-à-dire élever sa température de telle sorte que l'écart de température avec le circuit primaire soit inférieur à 50°C. Or, du fait d'une

Le conditionnement du circuit de refroidissement à l'arrêt (circuit RRA) consiste à monter la pression et la température de ce circuit afin de préserver ses équipements (pompes et échangeurs) de chocs thermiques ou de transitoires de pression trop importants lors de la mise en communication du circuit avec le circuit primaire.

trop grande efficacité du refroidissement de ce circuit, liée au mauvais calage de l'ouverture d'une vanne en amont de l'échangeur de ce circuit, il n'a pas été possible de monter la température du circuit RRA. Afin de se rapprocher de la température dans le circuit RRA, l'équipe de conduite a été obligée de baisser la température du circuit primaire à l'aide des seuls générateurs de vapeur. Cette stratégie de conduite a également contribué à allonger la durée du repli.

Enfin, le mauvais calage de l'ouverture de la vanne en amont de l'échangeur RRA a également perturbé la dernière phase du repli en provoquant un refroidissement trop important du circuit primaire. L'exploitant a alors décidé d'arrêter une des pompes de refroidissement ce qui a permis de stabiliser la température du circuit primaire et d'accéder au bâtiment du réacteur pour intervenir sur la vanne concernée.

L'efficacité trop élevée du refroidissement du circuit RRA (due à un mauvais réglage de la vanne en amont de l'échangeur) avait pourtant été mis en évidence en 2009 lors des essais périodiques de fonctionnement de ce circuit. Malgré cela, les contrôles s'étaient limités à quelques vérifications, l'exploitant ayant décidé de reporter le reste des interventions lors de l'arrêt prévu en 2011.

Le point de vue de l'IRSN

Les événements explicités ci-dessus montrent toute l'attention qu'il convient porter à la maintenance et aux contrôles périodiques réalisés sur les réacteurs. Si certains écarts peuvent être laissés provisoirement en l'état lors de la remise en exploitation d'un réacteur après un arrêt pour rechargement, il est par contre essentiel qu'ils fassent auparavant l'objet d'une analyse exhaustive de leurs conséquences en termes de sûreté, en tenant compte de l'effet du cumul avec d'éventuels autres écarts affectant le réacteur. En tout état de cause, la remise en conformité doit être réalisée au plus tôt et l'événement de la centrale de Robinson montre les risques à laisser perdurer des écarts sur plusieurs années. Ce sujet avait d'ailleurs déjà été mis en exergue par l'IRSN lors de l'analyse des écarts de conformité et des indisponibilités matérielles présents dans les réacteurs du parc français, dans le cadre de l'examen du retour d'expérience d'exploitation sur la période 2006-2008. L'IRSN avait alors rappelé la nécessité de limiter dans le temps le cumul de plusieurs écarts, et, en cas de dérive d'une caractéristique d'un matériel, de s'interroger sur la disponibilité à moyen terme de celui-ci, afin d'identifier les travaux à réaliser le cas échéant, les essais complémentaires à réaliser et les commandes de pièces de rechange à effectuer.

Définitions et abréviations

1300 MWe : Réacteur nucléaire français de 1300 MWe

900 MWe : Réacteur nucléaire français de 900 MWe

ASN : Autorité de sûreté nucléaire

ANDRA : Agence Nationale pour la gestion des Déchets RadioActifs

BAN : Bâtiment des auxiliaires nucléaires

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

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

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

CENTRACO est une usine de traitement de déchets de faible et de moyenne radioactivité ; elle est située près de Marcoule ; l'exploitant est la SOCODEI qui fait partie du groupe EDF

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

DVN : Système de ventilation du bâtiment des auxiliaires nucléaires

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

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

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

RCV : Système de contrôle chimique et volumétrique du circuit primaire

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

REP : Réacteur à eau sous pression

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

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

RRI : Système de réfrigération intermédiaire

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

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

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

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

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

VD3 : 3ème visite décennale d'un réacteur nucléaire

Crédit photo

Photo Noak/Le bar Floréal/IRSN : Page 7

Photos EDF: pages 31, 32, 34, 35, 37, 39, 47, 54, 74, 80, 95

Photo Westinghouse : page 75