

Chapitre 23

Retour d'expérience d'événements liés aux interventions, aux sources et distributions électriques, aux agressions internes et externes

Le présent chapitre et le suivant sont consacrés à quelques événements significatifs survenus depuis environ le milieu des années 1990; certains d'entre eux ont remis en lumière des événements antérieurs, comme ceux qui avaient conduit Électricité de France à mettre en place des dispositions pour renforcer la qualité des opérations de maintenance (voir le chapitre précédent).

Ne sont abordés dans ce chapitre que des événements liés aux interventions, aux sources et distributions électriques, aux agressions internes et externes; l'inondation partielle du site de la centrale nucléaire du Blayais, concomitante à la tempête survenue en France à la fin du mois de décembre 1999, ainsi que l'événement survenu à la centrale nucléaire de Cruas-Meysses au début du mois de décembre 2009, dû à l'arrivée d'algues dans les prises d'eau du site, sont toutefois exposés dans le chapitre suivant.

23.1. Risques de défaillances liés aux équipements ou à la maintenance

23.1.1. Risques de défaillances de mode commun

23.1.1.1. Risques de défaillances de mode commun liés aux réglages

(Nogent 1 – Janvier 1999)

À la fin des années 1990, un événement a remis en lumière l'importance des risques de défaillances de mode commun dus à de mauvais réglages électriques. Cet événement est survenu au mois de janvier 1999 dans le réacteur n° 1 de la centrale nucléaire de Nogent-sur-Seine : il a conduit à la perte d'une voie d'alimentation électrique des pompes du circuit d'eau brute secouru (SEC) et de la pompe d'appoint d'eau au circuit primaire lors d'un essai d'îlotage.

L'essai d'îlotage consiste à tester la capacité d'un réacteur électronucléaire à s'isoler du réseau électrique tout en passant en fonctionnement autonome à puissance réduite. Il est réalisé à partir de sa puissance nominale en ouvrant le disjoncteur permettant la fourniture d'énergie électrique par le réseau. L'ouverture du disjoncteur a entraîné la perte d'une voie d'alimentation électrique (voie A) des pompes du circuit d'eau brute secouru (SEC) et de la pompe d'appoint d'eau au circuit primaire (pompe de charge). Le déclenchement des moteurs des pompes a eu pour origine le mauvais réglage des seuils d'activation des relais de protection contre la surcharge en intensité d'alimentation des moteurs de ces pompes. Le réglage de ces seuils avait été réalisé, en état d'arrêt pour rechargement du cœur, à l'occasion d'une maintenance des tableaux électriques de la voie A. Les investigations menées après l'événement par l'exploitant ont montré que les seuils d'intensité avaient été réglés à une valeur inférieure de 6 % à 30 % à celle qui était prévue pour l'ensemble des matériels alimentés sous tension de 6,6 kV par le tableau secouru (11 actionneurs concernés dont ceux de toutes les pompes de sauvegarde) et pour les matériels alimentés par les tableaux non secourus (23 actionneurs). Le mauvais réglage de ces seuils a été mis en évidence lors de l'essai d'îlotage du fait de la fréquence élevée (mais normale pour ce transitoire) de l'alimentation électrique lors de la phase de stabilisation à puissance réduite du réacteur à l'issue de l'îlotage. La fréquence agit directement sur la vitesse de rotation des pompes et en conséquence sur la puissance absorbée par ces pompes et l'intensité appelée par les moteurs. Dans le cas présent, la fréquence était proche de 52 Hz, d'où une intensité supérieure à celle qui correspond à la fréquence nominale de 50 Hz. Cet appel d'intensité, conjugué au réglage trop bas des protections, a provoqué le déclenchement des moteurs.

L'arrêt des pompes du système SEC et de la pompe de charge de la voie A a provoqué le démarrage automatique des pompes équivalentes de la voie électrique B. Le réglage des protections étant correct sur la voie B, ce basculement s'est déroulé normalement, dans un délai de 15 secondes pour la pompe de charge et un délai de 55 secondes pour les pompes du système SEC. Ces courtes interruptions, prévues à

la conception, n'étaient pas de nature à dégrader l'état du réacteur. Par ailleurs, la permanence du refroidissement de la barrière thermique des pompes primaires par une pompe du circuit de réfrigération intermédiaire (RRI) de la voie A (dont le seuil de protection n'avait pas été déréglé à une valeur suffisamment basse pour provoquer son déclenchement) pendant l'interruption de l'injection au joint n° 1 a évité la dégradation des joints. En conclusion, cet événement n'a pas eu de conséquence réelle du fait que les protections électriques de la voie B étaient réglées correctement. Il apparaît que, dans ce cas, l'application du principe de prévention consistant à décaler dans le temps les interventions de même nature sur des voies redondantes a permis d'éviter une situation de type H1 (perte totale des sources froides).

Sur la base de l'analyse d'Électricité de France, il apparaît que les causes profondes qui ont mené à l'événement se situent à plusieurs niveaux :

- une mauvaise application de la gamme de contrôle et de réglage des seuils de protection électrique par les intervenants. Il est à souligner que l'intervention avait été réalisée par une équipe de deux intervenants qui, bien qu'expérimentés et qualifiés, n'avaient jamais effectué cette opération auparavant ;
- l'absence d'attitude interrogative des intervenants sur les conséquences d'une reprise globale du réglage des protections du tableau. En fait, les valeurs des seuils relevées par les intervenants lors du premier contrôle n'étaient pas hors tolérance mais proches de la limite maximale. C'est la décision prise par les intervenants de reprendre le réglage pour ramener ces seuils au milieu de plage de réglage qui a conduit au déréglage. Cette attitude a montré des lacunes dans la formation des opérateurs à ce type de réglage ;
- une gamme d'intervention unique pour le contrôle et le réglage. De plus, cette gamme était commune à trois cartes électroniques de types différents, nécessitant donc des réglages différents, sans pour autant sensibiliser les intervenants sur les phases délicates ;
- une absence de traçabilité des actions réalisées lors de l'intervention, qui ne permettait pas un contrôle de ces actions. Seule la valeur du seuil d'intensité après le réglage était reportée dans le compte rendu de la gamme d'intervention, celle-ci devant être conforme à la valeur attendue aux tolérances près. Les reprises de réglage éventuelles n'étaient pas mentionnées, ce qui réduisait significativement les possibilités de détection d'anomalies ou d'actions erronées lors du contrôle de la gamme une fois celle-ci « renseignée » ;
- des requalifications intrinsèques et fonctionnelles insuffisantes pour détecter ce type d'anomalie.

Les organismes de sûreté ont rappelé l'importance des réglages des protections électriques, qui présentent une certaine analogie avec les réglages des chaînes de mesure et de protection du cœur, classés par Électricité de France comme « paramètres sensibles ». Il a alors procédé à une analyse pour l'ensemble du parc électronucléaire en vue de prescrire des dispositions de nature à réduire les risques d'erreur de réglage.

23.1.1.2. Risques de défaillances de mode commun de tableaux électriques

(Cruas 4 – Octobre 1990)

Au mois d'octobre 1990, l'amorçage d'un arc électrique sur l'un des pôles du contacteur qui alimente une pompe du système d'eau brute secours du réacteur n° 4 de la centrale nucléaire de Cruas-Meysses a provoqué une explosion localisée, l'incendie et la destruction du tableau électrique secours principal de la voie B (LHB), rendant indisponibles tous les équipements de sauvegarde de cette voie. Le vieillissement de rondelles d'amortissement à l'intérieur du contacteur est à l'origine de cet événement.

La situation a été maîtrisée sans rejet ni menace de rejet de substances radioactives.

L'événement a toutefois mis en évidence une possibilité de défaillances de mode commun pouvant affecter les deux tableaux électriques secours principaux LHA et LHB, par vieillissement de rondelles identiques dans les deux tableaux. Ce vieillissement avait été identifié mais la définition des mesures correctives était en cours.

L'événement a également montré qu'un défaut affectant un matériel situé en aval d'un tableau électrique peut provoquer la défaillance de ce tableau, ce qui n'avait pas été retenu dans les études de sûreté; les protections contre les défauts électriques étaient en effet considérées comme très efficaces. Un événement était toutefois déjà survenu au mois de juin 1986 dans le réacteur n° 2 de la centrale nucléaire de Paluel, au cours duquel la mauvaise position d'un sectionneur électrique de mise à la terre avait conduit au couplage de la turbine à gaz (TAG). L'inexistence d'une procédure de conduite couvrant la situation de perte des tableaux secours avec les tableaux en amont alimentés avait alors été notée. L'événement de Cruas fera aboutir la mise en place d'une procédure appropriée.

Les rondelles ont été rapidement changées dans l'ensemble des tableaux électriques qui étaient dotés de ces pièces. De nombreux réacteurs étaient concernés.

23.1.1.3. Indisponibilité de deux lignes sur trois d'injection de sécurité à haute pression dans les branches froides du circuit primaire

(Blayais 3 – Août 2008)

Le 9 août 2008, le réacteur n° 3 de la centrale nucléaire du Blayais étant en cours de mise à l'arrêt pour rechargement du combustible dans le cœur, une injection de la solution d'acide borique à 21000 ppm de bore dans le circuit primaire était réalisée en application du programme d'essais périodiques. Cette injection, prévue lors de chaque arrêt pour rechargement, permet de vérifier la disponibilité de la fonction d'injection de sécurité.

L'exploitant a alors mesuré un débit d'injection d'eau de 60 m³/h au lieu des 100 m³/h attendus. Les investigations menées sur les composants du circuit susceptibles de réduire le débit ont montré la présence de bore cristallisé dans deux des trois vannes disposées sur les lignes d'injection de sécurité dans les branches froides du circuit primaire (vannes A de la figure 23.1). Le bore cristallisé obstruant partiel-

lement ces lignes expliquait le manque de débit observé. L'origine de ce phénomène remontait en fait à mars 2008; elle est liée à la réparation d'une vanne motorisée située juste en amont du réservoir contenant la solution d'acide borique à 21 000 ppm de bore (vanne B). Pour les besoins de la réparation, cette vanne était restée ouverte pendant plus d'une heure. Ainsi, le réservoir d'acide borique et la portion de circuit attenante jusqu'aux vannes d'isolement en aval (vannes C) avaient été soumis durant cette période à la pression exercée par les pompes d'injection à haute pression, soit environ 170 bars. Il s'est alors produit, du fait du taux de fuite admis pour ces vannes, une montée en pression des lignes situées en aval, dans des portions de circuit situées entre ces vannes et les vannes d'isolement des branches froides (vannes A). La pression du circuit est surveillée pour détecter d'éventuelles fuites et, en cas de nécessité, la pression peut être réduite en ouvrant une vanne de décharge (vanne D) prévue à cet effet. Pour dépressuriser la ligne, l'exploitant a donc manœuvré cette vanne; toutefois la consigne de conduite précisait que l'ouverture de cette vanne devait être brève et sa durée limitée au strict nécessaire à la dépressurisation. En maintenant cette vanne ouverte durant une heure, l'exploitant n'a pas suivi la consigne, favorisant ainsi le transfert d'acide borique à 21 000 ppm dans la portion de circuit comprise entre les vannes C et les vannes A. Ces dernières ne disposant pas d'un moyen de maintien à une température permettant d'éviter la cristallisation du bore à une telle concentration, des cristaux de bore s'y sont donc formés et accumulés, sachant que la section de passage des vannes A est significativement plus faible que celle du reste du circuit. L'une des trois vannes s'est débouchée sous l'effet de la pression, conduisant à l'établissement d'un débit de 60 m³/h; les deux autres vannes sont restées obstruées. Afin de remettre en conformité son installation, l'exploitant a procédé au nettoyage des vannes afin de retirer toute trace de bore et a réalisé un essai complet du circuit d'injection de sécurité. Cet essai a permis de vérifier que le circuit était à nouveau opérationnel.

En cas de brèche du circuit primaire, l'obturation de deux lignes d'injection de sécurité sur trois due à la présence d'acide borique cristallisé aurait conduit à un débit d'injection inférieur à celui qui est prévu. Le refroidissement du combustible aurait donc été moins efficace et peut être même insuffisant. Par ailleurs, la quantité d'acide borique à 21 000 ppm de bore aurait été injectée dans le circuit primaire en un temps plus long, d'où une perte d'efficacité dans l'apport d'antiréactivité.

Des cristallisations de bore avaient déjà été observées dans les réacteurs de 900 MWe. L'origine, la fréquence de ces cristallisations dans différentes parties de circuits et leurs conséquences pour la sûreté (qui peuvent être importantes) avaient été analysées. Sur la base de cette analyse, face à chaque risque identifié, Électricité de France avait précisé les dispositions prises dans les centrales. Ces dispositions reposaient principalement sur des consignes d'exploitation (surveillance des circuits, vérification de l'absence de bouchage, rinçages de tuyauteries si nécessaire...). Il apparaît que l'événement survenu à la centrale nucléaire du Blayais, qui résultait d'un non-respect d'une consigne d'exploitation, résultait aussi de l'absence de perception du risque de cristallisation par les opérateurs, ce qui a montré les limites des préconisations.

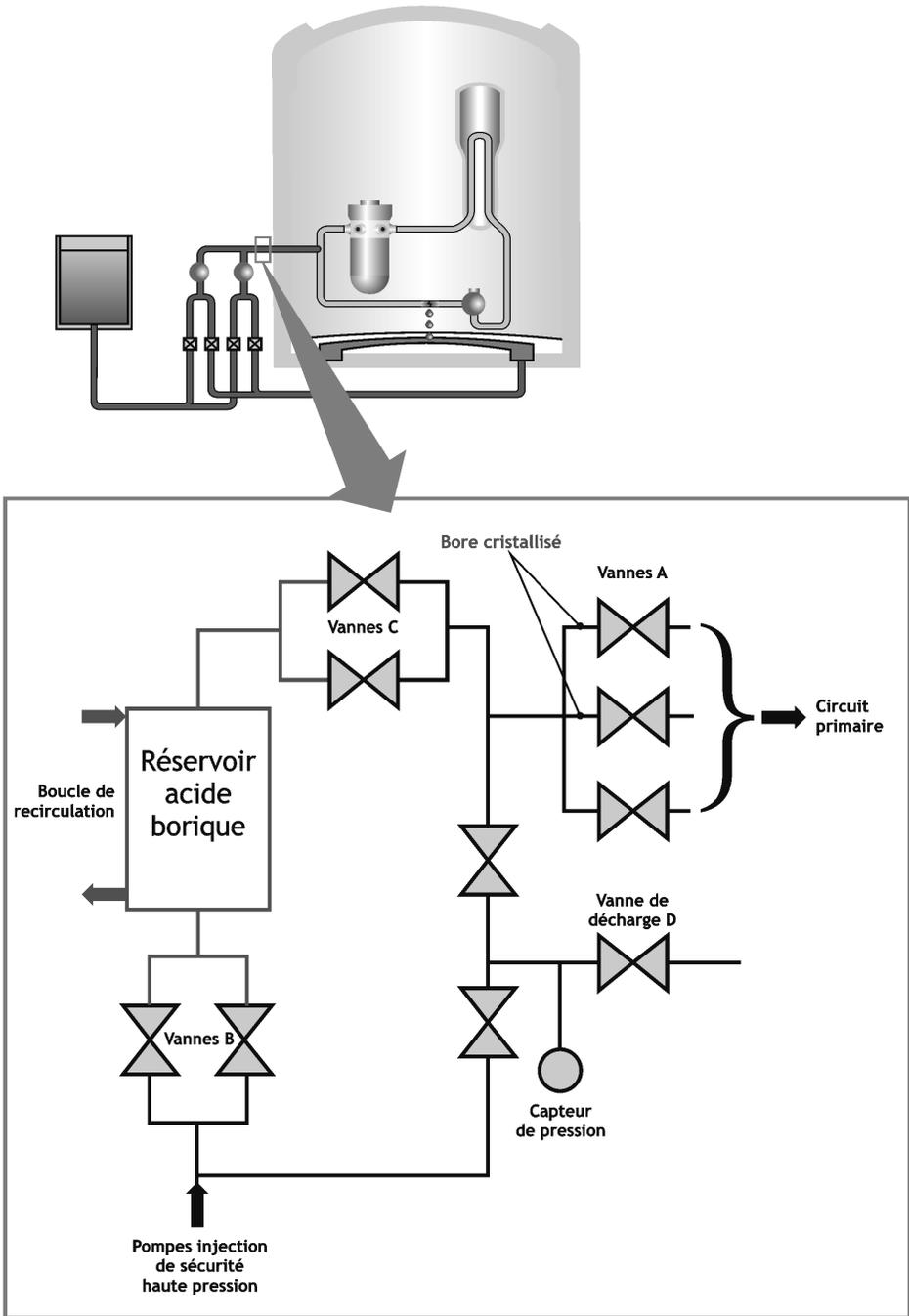


Figure 23.1. Schéma simplifié du circuit impliqué dans l'événement survenu au mois d'août 2008 dans le réacteur n° 3 de la centrale nucléaire du Blyais. Georges Goué/IRSN.

Cet événement a aussi mis en évidence que la survenue d'aléas lors de l'exploitation normale d'une installation peut conduire à des conséquences importantes sur la sûreté de l'installation. Il est donc primordial de réaliser systématiquement une analyse adaptée de tous les risques pouvant résulter d'aléas afin de mettre en place des parades appropriées. De plus, l'événement a rappelé également qu'une attitude interrogative est essentielle pour la détection d'anomalies (culture de sûreté). Il a fait également apparaître que, en dépit des contrôles et des essais périodiques réalisés pour s'assurer de la disponibilité des systèmes de sauvegarde, certains défauts latents peuvent échapper à la vigilance exercée par les opérateurs.

Après l'événement, Électricité de France a mis en œuvre de nouvelles dispositions, à savoir un renforcement des consignes d'exploitation, qu'accompagnent des actions de sensibilisations des opérateurs au risque de cristallisation du bore, ainsi qu'un nouveau critère plus exigeant en termes de fuite admissible des vannes en aval du réservoir d'acide borique à 21 000 ppm.

23.1.1.4. Pertes de sources électriques

► Perte progressive de trois sources électriques de puissance sur quatre

(Bugey 5 – Avril 1984)

Dans le réacteur n° 5 de la centrale nucléaire du Bugey, en avril 1984, la tension d'une source continue de contrôle-commande s'est mise à baisser lentement par suite de la défaillance d'un fusible de l'alimentation de sa batterie. L'alarme relative à cette alimentation, regroupée avec d'autres alarmes au déclenchement fréquent⁶⁵⁴, n'a pas été identifiée par les opérateurs en salle de commande. Les interrupteurs d'arrêt d'urgence, sous-alimentés, se sont ouverts, provoquant la chute des grappes absorbantes et l'arrêt du réacteur.

Le basculement des sources électriques de puissance, commandé par la même tension trop faible, s'est mal fait. Le réacteur n'a alors plus été alimenté ni par la ligne électrique d'évacuation d'énergie ni par la ligne auxiliaire.

Les groupes électrogènes à moteur diesel ont reçu l'ordre de démarrer. L'alternateur de la voie en défaut n'ayant pas de tension d'excitation, il n'a pas pu fournir de courant électrique. Seul l'autre groupe électrogène a fonctionné normalement et il a alimenté en secours les équipements nécessaires de la voie correspondante. Ces équipements sont, par conception, suffisants pour assurer la sûreté du réacteur à l'arrêt.

Le mauvais fonctionnement des organes de décharge du pressuriseur qui avaient perdu leur alimentation électrique a conduit à une augmentation significative de la pression dans le circuit primaire. D'autres défauts induits par la défaillance initiale ont

654. Il s'agit d'alarmes qui signalent des défauts d'isolement présents sur un ensemble de câbles utilisés lors de la construction de cette tranche. Ces défauts étaient connus, leurs conséquences faibles. Aucune action n'était demandée aux opérateurs dans l'attente du remplacement de ces câbles.

perturbé des informations transmises en salle de commande; certaines étaient fausses, mais vraisemblables.

Il s'agit donc d'une situation de défaillance de trois sources électriques de puissance sur quatre, précurseur évident d'une perte totale des alimentations électriques, qui affectait une tranche qui n'était encore dotée ni des équipements ni de la procédure nécessaires pour y faire face, et était perturbée, de plus, par des défaillances de sources électriques de contrôle-commande.

Les opérateurs n'avaient pas été préparés à cette situation et ils ne disposaient pas de documents de conduite adaptés. Le savoir-faire de l'équipe a cependant permis de maîtriser correctement la situation.

Le cas d'une baisse lente de tension sur les tableaux de courant continu n'avait pas été envisagé lors des études de conception, qui ne se préoccupaient que des cas de défaillance franche des sources électriques.

Les moyens de faire face à une perte totale des alimentations électriques, encore à l'étude à l'époque, ont, depuis, été installés sur tous les réacteurs français.

L'événement a par ailleurs conduit Électricité de France à accélérer les études et travaux de « refonte » des alarmes, à étudier la protection contre les baisses lentes de tension continue et, plus généralement, contre les défaillances de sources électriques à basse tension.

Enfin, les premières procédures de l'approche par états, en particulier la procédure U1 (voir le chapitre 33) associée à une procédure de contrôle de l'état des sources de contrôle-commande, ont permis de traiter des situations complexes, sans improvisation.

Au mois de mars 1987, dans le réacteur n° 1 de la centrale nucléaire de Gravelines, une baisse de tension sur un tableau de courant alternatif alimentant le système de protection du réacteur a provoqué des perturbations entraînant une sortie du domaine autorisé de fonctionnement. Cet événement a conduit Électricité de France à engager des réflexions et à entreprendre des actions similaires à celles qui avaient été engagées dans le cas de l'événement de Bugey 5, cette fois pour les baisses de tension sur les tableaux de courant alternatif.

► Repli du réacteur en raison de l'indisponibilité d'un tableau électrique LHA de 6,6 kV – Phénomène de *tin whiskers*⁶⁵⁵

(Centrale nucléaire de Dampierre-en-Burly – Avril 2007)

Le 9 avril 2007, le réacteur n° 3 de la centrale nucléaire de Dampierre-en-Burly a perdu l'alimentation électrique des équipements de sûreté de la voie A. La défaillance d'un relais de protection contre les surintensités du tableau électrique LHA est à l'origine de cet événement. Ce défaut a rendu impossible la connexion du groupe électrogène de secours sur le tableau électrique LHA et seuls les équipements de

655. Barbes ou filaments d'étain.

sûreté de la voie B ont pu être alimentés par le tableau électrique LHB. Conformément aux procédures applicables pour ce type de défaut, l'exploitant a engagé une baisse de puissance du réacteur (initialement à 60% de sa puissance nominale) en vue de l'arrêter.

Au cours de la mise à l'arrêt du réacteur, lors du déclenchement de la turbine, un autre défaut sur un équipement de la ligne principale (interrupteur-enclencheur permettant le couplage du groupe turboalternateur au réseau) a aggravé la situation (ouverture du disjoncteur de ligne) et a entraîné la perte de l'alimentation électrique de la centrale nucléaire par la ligne externe principale.

Dans cette situation, c'est donc la ligne externe auxiliaire qui a normalement pris de façon automatique le relais de la ligne externe principale. Lors de l'événement du 9 avril, ce basculement ne s'est pas fait. La perte de toute alimentation externe a entraîné l'arrêt automatique du réacteur et le démarrage automatique du groupe électrogène de secours de la voie B. Le réacteur a pu être conduit jusqu'à l'état d'arrêt prévu dans une telle situation en utilisant les seuls équipements de la voie B de sûreté. Par la suite, le refroidissement du réacteur a continué d'être assuré par le circuit secondaire, avec circulation de l'eau du circuit primaire en thermosiphon (convection naturelle). Toutefois, le 10 avril au matin, avant que l'état d'arrêt prévu ne soit atteint, la ligne externe auxiliaire ainsi que la voie A électrique de sûreté ont été récupérées, ce qui a notamment permis de redémarrer une pompe primaire et de retrouver une circulation forcée de l'eau dans le circuit primaire.

En cas de défaillance du groupe électrogène de secours de la voie B, le réacteur se serait retrouvé dans la situation de perte totale des alimentations électriques. Cette situation devait être gérée selon la procédure H3 qui fait appel à un turboalternateur de secours alimentant les moyens minimaux de pilotage de l'installation. Une turbopompe du système ASG était également disponible pour alimenter en eau les générateurs de vapeur et refroidir ainsi le réacteur. Par ailleurs, les centrales nucléaires françaises disposent d'un groupe électrogène d'ultime secours (un par site). Les opérations préalables à la connexion de ce groupe sur le tableau électrique de la voie B avaient été réalisées pour pallier une éventuelle défaillance du groupe électrogène de la voie B.

Plusieurs défaillances ont pu être observées au cours de l'analyse de l'événement.

La première est celle d'un relais de protection contre les surintensités, qui est à l'origine de la perte du tableau électrique LHA. Une même défaillance matérielle avait déjà été la cause d'un événement concernant le réacteur n° 1 de la centrale nucléaire de Dampierre-en-Burly le 16 novembre 2000. Après cet événement, l'exploitant avait alors mis en place des mesures de surveillance de ces relais et approvisionné une nouvelle génération de relais de protection pour leur remplacement. Ces relais étaient disponibles à la centrale nucléaire de Dampierre-en-Burly mais n'étaient pas encore installés.

Les expertises réalisées ultérieurement sur les relais défaillants ont montré que la formation de filaments de zinc s'apparentant à des *tin whiskers* était à l'origine de l'événement. Ces filaments avaient formé des ponts conducteurs entre les pistes du circuit imprimé ou les composants électroniques et la tôle bichromatée zinguée du blindage

de l'électronique. De tels ponts conducteurs peuvent provoquer des défauts d'isolement ou le basculement d'un relais.

Les recherches effectuées par l'exploitant ont montré que la quasi-totalité des relais de protection étaient affectés par le phénomène de formation de filaments métalliques, leur quantité et leur dimension étant variables.

Il a été indiqué plus haut que, au cours de la mise à l'arrêt du réacteur prévue par les procédures, un deuxième défaut est apparu sur l'interrupteur-enclencheur placé à la sortie de l'alternateur, qui permet de déclencher la turbine en dessous de 10 % de puissance. Cet interrupteur-enclencheur a mis un temps anormalement long pour assurer sa fonction, ce qui a entraîné automatiquement la déconnexion du réacteur n° 3 de la ligne externe principale par l'ouverture du disjoncteur de ligne situé en aval du transformateur. Des essais ultérieurs n'ont pas permis de reproduire le défaut. Les expertises effectuées par la suite n'ont pas non plus permis d'identifier la cause de cette anomalie.

Par ailleurs, lors de l'événement, l'automatisme de basculement sur la ligne électrique auxiliaire n'a pas fonctionné du fait de la coupure volontaire de son contrôle-commande, en application des procédures de conduite, au début de l'événement. Ces dispositions, qui visaient les tableaux de contrôle-commande d'équipements jugés non indispensables, avaient pour objet de réduire la consommation des batteries de secours en vue de limiter le risque d'émission d'ordres intempestifs.

Le phénomène des *tin whiskers* observé dans d'autres pays était connu d'Électricité de France qui ne l'avait toutefois jamais observé, du fait qu'il remplace les cartes électroniques dès qu'elles engendrent des anomalies de fonctionnement. L'événement a donc permis de constater la présence de ce phénomène dans les composants électroniques des installations françaises et de procéder à des modifications de matériels de nature à éliminer la formation de ces filaments métalliques.

Électricité de France a ainsi décidé de traiter le problème des *tin whiskers* en remplaçant les tôles de blindage des relais existants, préalablement remis en état par le fabricant, ou en mettant en place des relais neufs d'une génération plus récente. Pour ce qui concerne l'automatisme de basculement sur l'alimentation électrique auxiliaire en cas de perte du tableau LHA jusqu'au découplage de la turbine, l'exploitant a pris une disposition qui évite l'isolement à court terme de la batterie alimentant le tableau de contrôle-commande du basculeur de l'alimentation électrique du réacteur de la source principale à la source auxiliaire, limitant ainsi le risque de perte totale.

23.1.2. Introduction d'eau non borée dans le circuit primaire

► Introduction d'eau non borée provenant du circuit secondaire

(Blayais 4 – Mars 1990)

Au mois de mars 1990, à la fin de l'arrêt pour rechargement de combustible du réacteur n° 4 de la centrale nucléaire du Blayais, alors que le niveau d'eau dans le circuit

primaire était situé au voisinage du plan médian des boucles de ce circuit, une dilution intempestive de bore a été provoquée par une fuite d'eau non borée provenant de la partie secondaire d'un générateur de vapeur.

Des erreurs dans la gestion des consignations ont conduit à remplir trop tôt le côté secondaire des générateurs de vapeur et à déverser ainsi de l'eau non borée dans la boîte à eau d'un générateur de vapeur car un tube de ce générateur de vapeur, coupé en branche chaude, n'avait pas encore été obturé en branche froide (voir la figure 23.2). L'observation d'un écoulement d'eau au travers du trou d'homme de la boîte à eau du côté de la branche froide a conduit à la mise en place d'une boudruche gonflable dans ce trou d'homme en suivant une consigne prévue pour faire face à une éventuelle fuite d'eau en provenance du circuit primaire au niveau d'une tôle d'obturation. En fait, la boîte à eau de la branche froide s'est remplie et a été mise en pression sous l'effet de la colonne d'eau secondaire. La tôle en place entre cette boîte à eau et la boucle correspondante du circuit primaire, sollicitée dans le sens contraire à ce pour quoi elle avait été conçue, a progressivement perdu son étanchéité. L'introduction d'eau non borée n'a été arrêtée que par la vidange du générateur de vapeur.

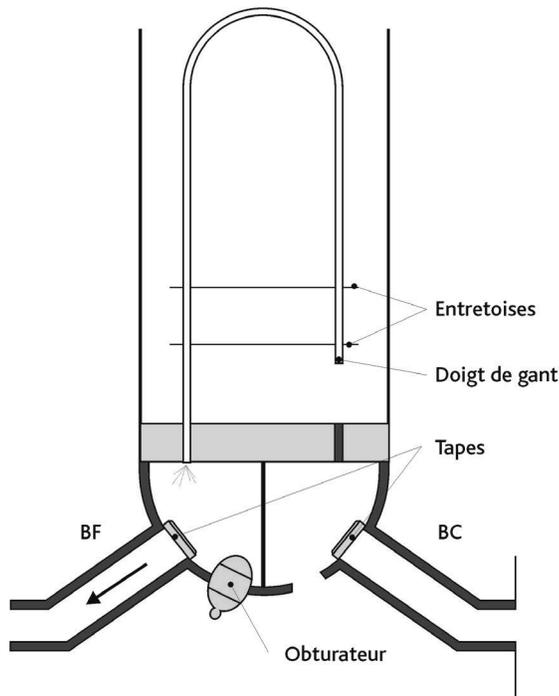


Figure 23.2. Schéma du générateur de vapeur, du tube coupé et des boîtes à eau. Georges Goué/IRSN.

Toutefois, la concentration minimale de bore dans l'eau du circuit primaire prescrite par les spécifications techniques d'exploitation a toujours été respectée, grâce

à l'action des opérateurs. Le débit d'eau non borée introduit dans le cœur du réacteur est resté compatible avec les hypothèses des situations étudiées dans les rapports de sûreté. L'événement a cependant montré une possibilité d'accumulation d'eau non borée provenant du circuit secondaire dans une boucle du circuit primaire.

Une défaillance plus brutale de la tige en place aurait pu provoquer l'envoi rapide d'une grande partie des 4 m³ d'eau contenus dans la boîte à eau en branche froide vers le cœur du réacteur, provoquant un transitoire plus important.

De plus, si l'anomalie était survenue alors que la boîte à eau en branche froide était déjà fermée (donc tige enlevée), l'identification de l'anomalie aurait été beaucoup plus délicate. Lors de l'événement du circuit primaire, le démarrage de la pompe de la boucle concernée aurait pu provoquer l'envoi rapide dans le cœur de l'eau non borée contenue dans les branches froide et intermédiaire. L'eau de cette boucle n'était en effet pas maintenue en mouvement par le refroidissement à l'arrêt. Les conséquences sur le cœur se seraient approchées des conditions de divergence rapide; c'est d'ailleurs la connaissance de ces conditions par les opérateurs qui a contribué à leur bonne gestion de la situation.

► Introduction d'eau non borée provenant d'un accumulateur

(Belleville 2 – Juillet 1990)

L'événement s'est produit après l'épreuve hydraulique d'un accumulateur du système RIS du réacteur n° 2 de la centrale nucléaire de Belleville-sur-Loire en juillet 1990, alors que l'exploitant effectuait un essai de manœuvrabilité de la vanne d'isolement de cet accumulateur. La cuve du réacteur était ouverte et remplie d'eau jusqu'au niveau du plan de joint du couvercle. Le refroidissement du cœur était assuré par le circuit de refroidissement à l'arrêt.

Lors de l'épreuve hydraulique, un mois plus tôt, l'accumulateur avait été rempli d'eau déminéralisée non borée. Cette eau aurait dû être vidée totalement après l'épreuve et avant l'essai d'ouverture de la vanne. Il restait en fait 16 m³, ce que la mesure de niveau d'eau dans l'accumulateur, qui couvre une gamme réduite, ne permettait pas de détecter.

L'ouverture de la vanne d'isolement a entraîné le passage par gravité d'eau non borée dans le circuit primaire. Grâce au débit de circulation assuré par le système de refroidissement du réacteur à l'arrêt, l'eau non borée s'est immédiatement mélangée à l'eau borée de ce circuit, mais la concentration en bore, devenue inférieure à la valeur prescrite par les spécifications techniques d'exploitation, est néanmoins toujours restée suffisante pour éviter un retour du cœur à l'état critique. L'opérateur a été alerté par le débordement de l'eau du circuit primaire, au niveau du plan de joint du couvercle, et il a refermé la vanne.

L'événement de l'accumulateur aurait dû être ouvert lors de cet essai. Le fait qu'il soit resté fermé a ralenti et limité le transfert d'eau. Événement ouvert, vanne d'isolement maintenue ouverte et un moindre débit du circuit de refroidissement à l'arrêt auraient pu

conduire à une introduction plus rapide d'eau moins bien mélangée et donc à un risque d'excursion critique du cœur.

Il s'agit d'un exemple de précurseur d'envoi d'eau non borée dans le cœur du réacteur dû à des opérations de maintenance.

À la suite de cet événement, l'exploitant a décidé que les épreuves hydrauliques des capacités reliées au circuit primaire seraient réalisées en utilisant de l'eau borée à la concentration du circuit primaire en arrêt à froid.

23.1.3. Refroidissement du circuit primaire après inhibition d'actions automatiques

(Paluel 2 – Janvier 1993)

Au mois de janvier 1993, le réacteur n° 2 de la centrale nucléaire de Paluel était en phase de redémarrage après rechargement du combustible dans le cœur. Il était normalement prévu d'effectuer un essai de démarrage automatique du système d'alimentation de secours en eau des générateurs de vapeur (ASG) en cas de défaillance du système d'alimentation normale (ARE). Cet essai devait être effectué à une puissance du réacteur compatible avec la capacité d'extraction de puissance de l'ASG (2 % de la puissance nominale).

Cet essai a par erreur été entrepris alors que la puissance du réacteur était trois fois plus élevée. Cette erreur a toutefois été rapidement détectée. L'équipe de conduite a alors inséré les grappes de contrôle jusqu'à l'arrêt du réacteur, sans provoquer l'arrêt d'urgence, et procédé à un appoint d'eau borée pour obtenir la concentration de bore requise pour le cœur à l'arrêt.

Au cours de l'essai, une vanne de contournement de la vapeur vers le condenseur est restée partiellement ouverte, bien qu'elle ait reçu un ordre de fermeture complète. Cette ouverture a provoqué un refroidissement important du circuit primaire, au rythme de 70 °C/h au lieu des 56 °C/h autorisés par les spécifications techniques d'exploitation en situation incidentelle (en situation normale, la limite est de 28 °C/h).

Deux informations relatives à la position de la vanne étaient disponibles en salle de commande :

- une information de position qui indiquait que la vanne était « non fermée » ; cette information était toutefois considérée comme peu fiable ;
- l'indication du système de régulation qui indiquait « fermeture à 100 % ».

Ayant observé que le refroidissement du circuit primaire se faisait à une vitesse excessive, les opérateurs ont interprété ce fait comme résultant de la faible puissance résiduelle du réacteur en période de redémarrage et d'un débit excessif de l'alimentation de secours des générateurs de vapeur. Pour éviter un refroidissement encore plus rapide, les opérateurs ont alors demandé au chef d'exploitation l'autorisation d'inhiber l'injection de sécurité par « très basse température en branche froide ». Cette action

de protection est prévue pour faire face à l'ouverture intempestive d'une vanne de décharge de la vapeur (ce qui en fait correspondait à la situation réelle); elle entraîne la mise en service de l'injection de sécurité et celle de l'alimentation de secours des générateurs de vapeur à plein débit (ce qui aurait encore accéléré le refroidissement), mais elle provoque également la fermeture des vannes principales d'isolement des lignes de vapeur, ce qui aurait terminé l'événement en isolant le circuit secondaire en amont de la fuite.

Le chef d'exploitation, occupé par ailleurs, a donné son accord, sachant que la concentration de bore dans l'eau du circuit primaire était proche de la concentration requise à froid. Il a également demandé de rechercher les causes de consommation de vapeur du circuit.

Le refroidissement rapide continuant, l'équipe de conduite a inhibé un second ordre de mise en service de l'injection de sécurité par « très basse pression au pressuriseur ». Elle a utilisé pour cela une procédure valable en fonctionnement normal, mais non lors d'un transitoire incidentel.

Ce n'est qu'au bout de 50 minutes que le défaut de fermeture de la vanne de contournement a été détecté; cette vanne sera refermée 30 minutes plus tard.

À aucun moment l'ingénieur de sûreté présent sur le site n'a été appelé en salle de commande puisque les signaux pour lesquels il est formellement demandé d'avoir recours à lui ne se sont pas déclenchés (l'arrêt automatique du réacteur notamment).

L'événement de départ (défaut de fermeture d'une vanne de contournement de la vapeur vers le condenseur) est couvert par les études présentées dans les rapports de sûreté. Les conséquences potentielles sont un retour à la criticité du cœur accompagné d'une ébullition de l'eau du circuit primaire auprès de l'assemblage combustible contenant la grappe absorbante la plus réactive supposée bloquée en position haute dans ces études.

La situation réelle était moins défavorable que celle qui était considérée dans les études de sûreté car le débit de décharge de vapeur par la vanne était plus faible, la puissance résiduelle également. De plus, en début de cycle, le coefficient de réactivité lié à la température du modérateur est beaucoup moins important qu'en fin de cycle. Le risque de dégradation de combustible était donc faible.

L'importance de cet événement réside surtout dans le fait qu'il y a eu inhibitions de sécurités dans des conditions où elles n'auraient pas dû être faites et, plus globalement, une mauvaise analyse en temps réel de la situation, avec absence de redondance du diagnostic entre l'équipe de conduite, le chef d'exploitation et l'ingénieur de sûreté.

Sa déclaration tardive n'a fait que confirmer ce dysfonctionnement.

Indépendamment de la réparation de la vanne défailante, les mesures correctives ont ici plus particulièrement concerné l'organisation de la centrale, ses méthodes de travail et le partage des responsabilités.

23.1.4. Maintien d'un moyen particulier (provisoire) empêchant le passage en mode de recirculation d'eau de l'injection de sécurité

(Gravelines 5 – Avril 2005)

Il a été indiqué au chapitre 22 que plusieurs événements liés à des dispositions et moyens particuliers (DMP⁶⁵⁶) étaient survenus dans les années 1989-1990. Dans les années 2000, l'événement suivant a remis en lumière les risques liés aux DMP.

Pendant l'arrêt pour rechargement du combustible du réacteur n° 3 de la centrale nucléaire de Gravelines en avril 2005, l'exploitant a réalisé un essai périodique de l'injection de sécurité, cuve ouverte, sans combustible nucléaire conformément à la période fixée par le programme d'essais périodiques. Pour réaliser cet essai, les interrupteurs d'arrêt automatique du réacteur doivent être fermés⁶⁵⁷. En fait, ces interrupteurs étaient ouverts et non manœuvrables. Afin de s'affranchir de cet aléa et de respecter le planning de l'arrêt, l'exploitant a posé un DMP en procédant au débranchement de deux fils électriques dans le contrôle-commande du système de protection du réacteur (l'un sur la voie A et l'autre sur la voie B) pour simuler la position fermée des interrupteurs.

La rédaction de l'ordre d'intervention concernant le DMP n'était pas suffisamment précise et laissait la possibilité à l'intervenant de débrancher les fils à deux endroits différents. À l'issue de l'intervention, la personne en charge de la remise en conformité n'a pas eu la même interprétation que celle qui avait débranché les fils. Elle s'est rendue à l'endroit où les fils n'avaient pas été débranchés et a conclu qu'ils avaient déjà été reconnectés, sans faire d'autres vérifications.

De même, lors du contrôle du relayage du système de protection du réacteur en fin d'arrêt, personne n'a remarqué que les fils étaient déconnectés. C'est seulement au début de l'arrêt suivant (soit un an plus tard) que le contrôle du relayage du système de protection a permis de détecter les deux fils débranchés. L'analyse de l'événement a mis en évidence que ni les essais bimestriels, ni les essais fonctionnels réalisés à chaque rechargement ne permettaient de détecter cette anomalie.

Lorsque les interrupteurs d'arrêt automatique du réacteur sont ouverts après un ordre de protection du réacteur, un signal est émis; celui-ci autorise la remise à zéro de la mémoire du signal d'injection de sécurité. La déconnexion des deux câbles dans le système de protection du réacteur rendait inopérante la possibilité de remise à zéro de l'ordre d'injection de sécurité par les opérateurs sur les deux voies redondantes du système. En cas de brèche importante du circuit primaire, cette anomalie aurait empêché le passage automatique des deux voies du système d'injection de sécurité en mode de recirculation d'eau par les puisards dans l'enceinte de confinement. Sans action de l'exploitant, le réservoir du circuit d'injection de sécurité se serait vidangé

656. Cette notion est précisée au paragraphe 22.2.2.

657. Ces interrupteurs s'ouvrent lorsqu'un ordre de protection du réacteur est émis.

complètement, les pompes auraient alors fonctionné à vide, ce qui aurait entraîné leur destruction et en conséquence l'interruption du refroidissement et le découvrement du combustible dans le cœur.

De même, lors d'un accident de rupture de tube d'un générateur de vapeur, la remise à zéro permet l'arrêt de l'injection de sécurité depuis la salle de commande, arrêt nécessaire pour limiter les rejets dans l'atmosphère. Il aurait également été impossible de manœuvrer les vannes et d'arrêter les motopompes du système d'alimentation de secours des générateurs de vapeur depuis la salle de commande.

À la suite de cet événement, Électricité de France a mis en place un plan d'actions en vue notamment d'accroître encore la fiabilité des processus de gestion des DMP et de renforcer les contrôles périodiques réalisés sur le système de protection du réacteur.

À cet égard, le retour d'expérience avait déjà montré qu'il était possible d'inhiber une fonction de sauvegarde pendant une longue période en cas d'oubli d'un DMP utilisé pour réaliser un essai ou une intervention. Une analyse dans le cadre plus général de l'amélioration de la qualité et de la sûreté des opérations de maintenance avait toutefois montré que l'utilisation de DMP ne pouvait pas être complètement évitée, mais que ces derniers devaient faire l'objet d'une gestion particulièrement rigoureuse en privilégiant toutes les mesures simples permettant un gain important en matière de sûreté, par exemple la différenciation du DMP par une couleur vive. Une modification temporaire de l'état fonctionnel de l'installation ne devait être introduite que lorsqu'elle se révélait indispensable. Dans le cas présent, la pose du DMP n'avait d'autre objectif que de permettre la poursuite de l'essai afin de respecter le planning, ce qui est contraire aux règles qu'Électricité de France s'était fixées en 1994.

23.2. Événements liés aux agressions internes

23.2.1. Risques de défaillances de mode commun par inondation interne

- ▶ **Arrivée d'eau chaude dans les quatre locaux du système d'instrumentation des processus (SIP) conduisant à l'émission d'ordres intempestifs d'arrêt automatique du réacteur (AAR) et d'injection de sécurité (IS)**

(Nogent 1 – Septembre 2005)

Le 30 septembre 2005, le réacteur n° 1 de la centrale nucléaire de Nogent-sur-Seine était en cours de redémarrage après son arrêt pour rechargement de combustible dans le cœur. Les générateurs de vapeur étaient alimentés en eau par leur système d'alimentation de secours (ASG). À 7 heures du matin, le 30 septembre 2005, le basculement de l'alimentation en eau des générateurs de vapeur du système ASG vers le système d'alimentation normale (ARE) a débuté, conformément aux consignes d'exploitation. Neuf minutes plus tard, des défauts ont été observés sur la chaîne de détection de

fuite du générateur de vapeur n° 1. Les investigations menées par l'exploitant ont conduit au constat d'écoulements d'eau chaude dans les locaux abritant des équipements du système d'instrumentation des processus (SIP) des deux voies électriques secourues A et B. Ces écoulements ont provoqué des défauts dans les systèmes RPR et RPN qui ont émis des ordres intempestifs d'arrêt automatique du réacteur (AAR) et d'injection de sécurité (IS), ainsi que des alarmes intempestives. Ces alarmes ont conduit au déclenchement du plan d'urgence interne avec mobilisation des équipes de crise, cela jusqu'au repli de la tranche et à la connexion du circuit de refroidissement du réacteur à l'arrêt (RRA).

L'initiateur de l'événement est une erreur humaine et, plus précisément, l'omission de la fermeture des vannes de purge du système ARE au niveau de la « pince vapeur »⁶⁵⁸ par l'équipe de conduite. Le démarrage de la turbopompe alimentaire n° 2 avec les vannes de purge ouvertes a conduit à envoyer de l'eau chaude (à environ 110 °C) dans le local de la « pince vapeur » au travers de ces lignes de purge.

L'analyse des aspects relatifs aux facteurs organisationnels et humains a mis en évidence des lacunes dans la préparation des activités, dans la gestion du planning et dans le déroulement des activités lors du conditionnement de la turbopompe alimentaire du système ARE.

Les conséquences de cet événement ont été aggravées par des défauts de génie civil au niveau du local de la « pince vapeur » (voir la figure 23.3). Deux cheminements de l'eau des puisards de la pince vapeur jusqu'aux locaux électriques ont été identifiés par l'exploitant :

- par le joint entre les bâtiments du réacteur (BR) et le bâtiment électrique (BL). Par conception, ce joint est protégé des afflux d'eau par un acrotère d'une hauteur supérieure à celle de la margelle périphérique du bâtiment électrique. Lors de la construction, cet acrotère a été abaissé sur une longueur voisine d'un mètre. Du fait de cet abaissement, de l'eau a pu s'écouler dans l'espace situé entre les deux bâtiments et au travers du joint entre ces bâtiments, aux endroits où la couche de mastic qui le protège avait été découpée pour une expertise ;
- par le voile d'un puisard du local de la « pince vapeur » non étanche et certaines traversées électriques. La montée du niveau d'eau dans le puisard destiné à récupérer les égoutures des purges des systèmes ARE ou ASG a entraîné un débordement vers un second puisard en liaison avec le premier. Ce dernier n'étant pas étanche, de l'eau s'est infiltrée et a cheminé au travers de l'isolant thermique jusque dans les locaux situés au niveau inférieur *via* des traversées électriques non étanches.

658. Le terme « pince vapeur » est utilisé pour désigner la zone délimitée par une structure métallique abritant des intempéries et du froid les parties des tuyauteries (en forme de pinces) d'alimentation en eau des générateurs de vapeur et d'évacuation de la vapeur situées entre le bâtiment du réacteur et la salle des machines.

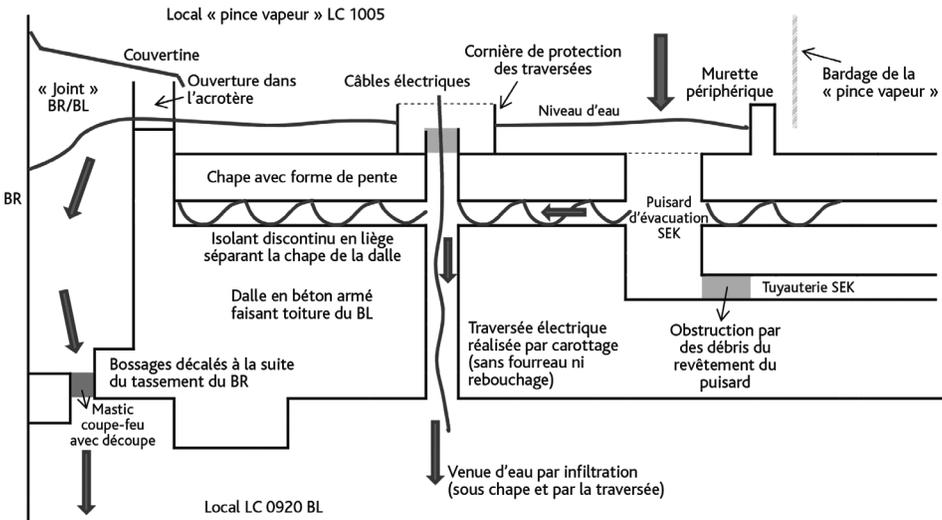


Figure 23.3. Coupe verticale synthétisant les cheminements de l'eau lors de l'incident de Nogent 1 du 30 septembre 2005. Jean Couturier/IRSN (source EDF).

Les non-conformités détectées ont montré que des cheminements d'eau pouvaient conduire à une agression de mode commun (voies A et B) d'équipements électriques importants pour la sûreté, mettant en cause la séparation des voies électriques. Néanmoins, compte tenu de la brièveté de l'exposition à l'ambiance humide, de la rapidité de la mise en service du désenfumage et du séchage, l'arrivée d'eau chaude dans les locaux du système SIP n'a pas affecté la fiabilité à court terme des équipements électriques implantés dans ces locaux.

Cet événement a permis de mettre notamment en évidence la nécessité de vérifier :

- la démonstration de sûreté des études de rupture d'une tuyauterie de haute énergie dans la « pince vapeur »,
- le caractère suffisant des dispositions retenues contre le risque d'inondation des locaux électriques et de la salle de commande en cas de rupture d'une tuyauterie dans la « pince vapeur » ou sur le toit d'un bâtiment électrique.

En conclusion, cet événement montre que le cumul de plusieurs défauts indépendants entre eux aurait pu conduire à une situation non prévue qui aurait pu être très préjudiciable à la sûreté du réacteur. Il s'agit en effet d'une défaillance humaine dont les conséquences ont été amplifiées par des défauts de réalisation du génie civil, dont certains étaient présents depuis plus de 17 ans. Malgré tout, l'absence d'un seul de ces défauts aurait suffi à éviter l'événement. De ce fait, à la conception, cet événement aurait été considéré comme hautement improbable. Cela montre aussi que la sûreté repose également sur la capacité de l'exploitant à maintenir son installation dans un état parfait de conformité, même si certains défauts ou certaines dégradations peuvent paraître sans conséquence *a priori*. Cet événement a été considéré comme générique

pour les différents paliers de réacteurs par les services centraux d'Électricité de France et a été classé comme précurseur d'endommagement du cœur.

23.2.2. Risques de défaillances du fait d'incendies

► Départ d'incendie au niveau d'un groupe motopompe primaire (GMPP)

(Penly 2 – Avril 2012)

Dans la nuit du 3 au 4 avril 2012, le réacteur n° 2 de la centrale nucléaire de Penly était en production. La pompe dite de soulèvement⁶⁵⁹ du circuit d'huile assurant la lubrification du moteur du groupe motopompe primaire (GMPP) n° 1 a démarré pour une raison (matérielle ou humaine) inexpliquée. Le démarrage de cette pompe n'a pas été détecté par les opérateurs en salle de commande, ni son fonctionnement en continu jusqu'à l'arrêt automatique du GMPP le 5 avril vers midi. Un serrage insuffisant d'une vis d'une bride de ce même circuit a alors conduit à une fuite d'huile.

Avant l'arrêt automatique du GMPP n° 1, une alarme signalant un niveau bas dans le réservoir d'huile de lubrification de ce GMPP est apparue en salle de commande. Deux minutes plus tard, des alarmes d'incendie, activées par des détecteurs situés dans les locaux de ce GMPP, sont apparues: la fuite d'huile à proximité de composants très chauds (environ 300 °C) a occasionné des départs de feu. Vingt minutes plus tard, la séquence d'arrêt du GMPP s'est déclenchée automatiquement à la suite d'une alarme de température excessive au niveau de la butée supérieure du moteur, du fait de la perte d'une partie notable de la charge d'huile de ce même moteur. L'arrêt du GMPP a été suivi de l'arrêt automatique du réacteur. Les opérateurs ont conduit le réacteur selon les procédures de conduite incidentelle ou accidentelle.

Au cours de l'arrêt du GMPP n° 1, un isolement automatique de la ligne de retour de fuite du joint⁶⁶⁰ n° 1 a eu lieu en raison d'un débit de retour de fuite élevé, probablement du fait de la dégradation de ce joint. Toutefois, l'injection d'eau froide aux joints des quatre GMPP n'a pas été interrompue, notamment pour le GMPP n° 1 à l'arrêt, où la pression de l'eau injectée s'est donc reportée sur le joint n° 2. Vers 18 heures, l'exploitant, par crainte d'une éventuelle défaillance du joint n° 2 qui pouvait amener à une situation de type accident de perte de réfrigérant primaire (car le joint n° 2 était soumis à des pressions élevées en regard de son fonctionnement normal), a décidé de rouvrir la ligne de retour de fuite du joint n° 1 en direction du circuit de compensation chimique et volumétrique (RCV) pour « soulager » le joint n° 2.

659. Un circuit d'huile assure la lubrification des paliers de chaque GMPP en service et un dispositif complémentaire d'injection d'huile sous pression, « de soulèvement », assure la présence d'un film d'huile sur le palier-butée du GMPP avant et pendant le démarrage, ainsi que lors de l'arrêt du moteur.

660. Les trois joints successifs des GMPP assurent l'étanchéité à l'égard du circuit primaire. Cette étanchéité est obtenue en injectant de l'eau froide dans les joints pour faire obstacle au fluide primaire chaud. Grâce à trois fuites successives contrôlées, les joints permettent de passer de la pression du circuit primaire (155 bars) à la pression atmosphérique.

Comme précédemment, la vanne d'isolement du retour de fuite du joint n° 1 a alors reçu un nouvel ordre automatique d'isolement en raison d'un débit de retour de fuite élevé. Lors de sa refermeture, cette vanne d'isolement a perdu son étanchéité interne, du fait probablement de l'arrivée de particules provenant du joint n° 1 détérioré. Une tentative infructueuse de réouverture de cette vanne a alors provoqué une fuite d'eau primaire qui a été collectée dans un réservoir du circuit RPE⁶⁶¹ prévu à cet effet à la conception. Les débris produits ont également conduit à la présence de corps migrants dans l'ensemble du circuit RCV comme par exemple dans le filtre de retour d'eau d'étanchéité, au niveau d'une soupape SEBIMTM, ou encore au niveau d'une vanne d'isolement de l'enceinte de confinement. Les transitoires ont entraîné une température supérieure à 110 °C dans certains tronçons de tuyauteries qui comportaient des organes non qualifiés pour un fonctionnement à cette température.

L'application des procédures de conduite incidentelle ou accidentelle a permis de réduire progressivement la fuite d'eau primaire au travers du joint n° 2 par la dépressurisation du circuit primaire. Le réacteur n° 2 a atteint un état d'arrêt stable dans la nuit du 5 au 6 avril. Cet événement n'a pas eu de conséquence dans l'environnement.

Origine de la fuite d'huile

Lors des expertises du GMPP n° 1, il a été constaté qu'un joint d'une bride du circuit d'huile de la pompe de soulèvement était sorti de sa position initiale. Le contrôle du serrage des quatre vis de la bride défailante a mis en évidence un serrage insuffisant de la vis située au plus près de la fuite. Après dépose de la tuyauterie, le contrôle du joint a montré qu'il était bien placé dans sa gorge, mais qu'il était sectionné au niveau de la vis présentant un serrage insuffisant.

L'hypothèse retenue par Électricité de France est que le fonctionnement prolongé de la pompe de soulèvement concomitant avec un serrage insuffisant d'une vis de bride aurait conduit à une déformation excessive du joint puis à sa rupture, engendrant une fuite d'huile.

Origine de la dégradation du joint n° 1

Une augmentation du débit de retour de fuite du joint n° 1 et une baisse de sa perte de charge qui ont été constatées étaient significatives d'une ouverture importante du joint. Son endommagement a été confirmé lors de l'expertise du GMPP. Il est apparu que cette anomalie était liée à la concomitance de la fuite d'huile et de la présence inappropriée d'une plaquette arrêtoir dans le mécanisme composant le joint n° 1. La présence d'une plaquette arrêtoir dans le joint n° 1 résultait d'une non-qualité de maintenance lors de l'échange standard du joint n° 1 réalisé au cours de l'arrêt pour rechargement du cœur en 2009. La procédure utilisée pour le montage

661. Circuit des purges et événements nucléaire (RPE): ce circuit collecte les effluents liquides et gazeux qui peuvent présenter une contamination radioactive, produits par les circuits et installations nucléaires.

du joint ne permettait pas de déceler la présence de ce corps étranger. Une modification des procédures et de la règle nationale de maintenance (RNM) a été mise en œuvre, afin d'y intégrer un contrôle de libre coulissement du joint n° 1. Cette non-qualité de maintenance de 2009 ne s'était pas traduite par des effets jusqu'en 2012. L'écart a été détecté au mois d'avril 2012 par sa conjugaison avec le déficit d'alimentation en huile lié à la fuite.

Actions correctives engagées par Électricité de France

À la suite de l'événement, le GMPP n° 1 du réacteur n° 2 de la centrale nucléaire de Penly a été remplacé dans son intégralité, à l'exception de la volute de pompe, et un contrôle du serrage de l'ensemble des vis des brides du circuit d'huile a été réalisé pour tous les GMPP des deux réacteurs de cette centrale nucléaire. Électricité de France a ensuite élaboré, et mis en œuvre avant le redémarrage du réacteur n° 2 de la centrale nucléaire de Penly, un programme de requalification partielle du circuit primaire. Ce programme a défini les actions à réaliser (examens visuels, ressuyages, répliques métallographiques, nettoyage et remplacements de pièces) à la suite de l'événement.

De plus, afin de déterminer les causes précises des défaillances matérielles survenues, Électricité de France a réalisé des expertises du GMPP n° 1, de la cellule électrique de la pompe de soulèvement et des vannes situées sur la ligne de retour de fuite du joint n° 1 pour les quatre GMPP. Une vérification du bon serrage des brides des circuits d'huile a été réalisée lors des arrêts pour rechargement du cœur des différents réacteurs du parc électronucléaire français au titre du retour d'expérience.

► Incendie à la suite d'un échauffement de câbles alimentant les pompes du circuit d'eau de circulation (CRF)

(Cattenom 2 – Mai 2004)

Le 16 mai 2004, alors que le réacteur n° 2 de la centrale nucléaire de Cattenom était en phase de redémarrage à la suite d'un arrêt pour rechargement du cœur, un départ de feu de câbles électriques s'est déclaré au niveau d'une trémie coupe-feu supportant, entre autres, des câbles électriques de 6,6 kV entre le bâtiment électrique et la salle des machines. Le départ de feu a été détecté par l'apparition d'un défaut d'isolement dans le tableau électrique LGB de 6,6 kV, suivi d'une alarme de détection d'incendie.

À la suite de ces alarmes, l'exploitant a appliqué les procédures de conduite incidentelle-accidentelle et la conduite de l'installation a été orientée vers la procédure « perte totale de la voie A à la suite d'un incendie » (I4D). Conformément à cette procédure, l'exploitant a coupé les tableaux électriques de la voie A et les sources électriques externes. L'alimentation électrique de la voie B a alors été assurée par le groupe électrogène de secours de la voie B jusqu'à la récupération de l'alimentation électrique par le transformateur auxiliaire.

L'origine de l'incendie est un échauffement des câbles alimentant en 6,6 kV les pompes du circuit d'eau de circulation (CRF) vers le condenseur, au niveau d'une trémie de passage de câbles (voir la figure 23.4). Ces câbles étaient sous-dimensionnés (uniquement pour la centrale nucléaire de Cattenom) par rapport à la puissance nominale des pompes (9 MWe). Par ailleurs, la trémie concernée présentait deux parois, ce qui empêchait l'évacuation des calories dégagées et a provoqué la carbonisation des câbles. Pour les autres réacteurs de 1300 MWe, la puissance des pompes d'eau de circulation vers le condenseur est plus faible (puissance nominale de 5 MWe).



Figure 23.4. Chemins de câbles 6,6 kV après l'événement de Cattenom 2 du 16 mai 2004. EDF.

L'exploitant a remplacé les câbles sur les quatre réacteurs de la centrale nucléaire de Cattenom en adoptant un nouveau cheminement avec deux câbles par phase et il a supprimé l'effet « four » dans toutes les trémies électriques concernées, en supprimant l'une des deux parois qui n'était pas nécessaire.

Cet événement a mis en évidence des anomalies dans la conception de la distribution électrique et du cheminement des câbles, en particulier le passage de câbles qui, bien que faisant partie de la voie B, passaient dans des locaux de la voie A sans protection particulière.

La première application complète de la procédure de conduite incidentelle ou accidentelle I4D dans une situation réelle a montré que la conduite retenue par Électricité de France pour gérer un incendie conduisant à la perte totale de la voie A était globalement satisfaisante.

L'analyse des aspects relatifs aux facteurs organisationnels et humains a mis en évidence des faiblesses qui ont entraîné des retards dans l'appel des secours extérieurs, l'application de la procédure de conduite I4D et l'appel du poste de commandement direction pour le déclenchement du plan d'urgence interne. Des actions correctives ont été mises en place à la suite à cet événement.

Cet événement a été l'un des événements précurseurs les plus significatifs de l'année 2004.

23.2.3. Risques liés à l'utilisation d'hydrogène dans les réacteurs de 900 MWe

Les risques liés à l'utilisation d'hydrogène dans les centrales nucléaires nécessitent une attention particulière lors de la conception et au cours de l'exploitation, pour éviter toute inflammation ou explosion d'un mélange de ce gaz avec l'air; des éléments sur ce sujet sont présentés dans le paragraphe 11.7 du chapitre consacré aux agressions internes dans un réacteur nucléaire.

► Utilisations de l'hydrogène dans une centrale nucléaire

Entreposé sur le site dans un parc de bouteilles de gaz, de l'hydrogène pur est amené *via* des canalisations jusque dans la salle des machines pour être injecté dans le circuit de refroidissement du rotor de l'alternateur, et jusque dans des locaux du bâtiment des auxiliaires nucléaires (BAN) pour être injecté dans le circuit primaire afin de compenser les effets de la radiolyse de l'eau⁶⁶².

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

► Risques liés à l'utilisation de l'hydrogène

À température et pression ambiantes, l'hydrogène se présente sous la forme d'un gaz sans couleur et sans odeur. En présence de l'oxygène de l'air et dans certaines conditions, l'inflammation d'un nuage d'hydrogène qui résulterait de la fuite d'une canalisation ou d'un réservoir pourrait donner lieu à une explosion: dans l'air sec, la déflagration de l'hydrogène peut être obtenue pour des concentrations allant de 4 % à 75 % d'hydrogène par volume d'air, alors que la détonation, beaucoup plus destructrice, pourra être obtenue pour des concentrations allant de 18 % à 59 %. Les conséquences sur la sûreté d'une explosion dans la partie nucléaire d'une centrale peuvent être la perte d'un ou plusieurs équipements permettant le maintien ou le retour dans un état sûr du réacteur, ou un relâchement de produits radioactifs dans l'environnement.

► Événements survenus et enseignements tirés

Les risques liés à l'hydrogène ont été particulièrement mis en évidence lors d'un événement survenu à la centrale nucléaire de Chinon en 1998, déjà mentionné dans le paragraphe 11.7 du chapitre consacré aux agressions internes dans un réacteur nucléaire.

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

Il est rappelé ici que des intervenants chargés de faire la visite interne d'une vanne située sur une tuyauterie du circuit d'hydrogène alimentant le BAN du réacteur B4 se sont trompés de réacteur et ont ouvert celle du réacteur B3 alors en fonctionnement, ce qui a occasionné une importante fuite d'hydrogène. L'évaluation de l'augmentation de la probabilité d'endommagement du cœur dans cette situation a montré que cet événement devait être considéré comme très fortement précurseur (possibilité de création, du fait d'une explosion, d'une brèche dans le circuit primaire sans injection de sécurité par suite de l'endommagement des pompes du circuit RIS – voir la figure 23.5 ci-après).

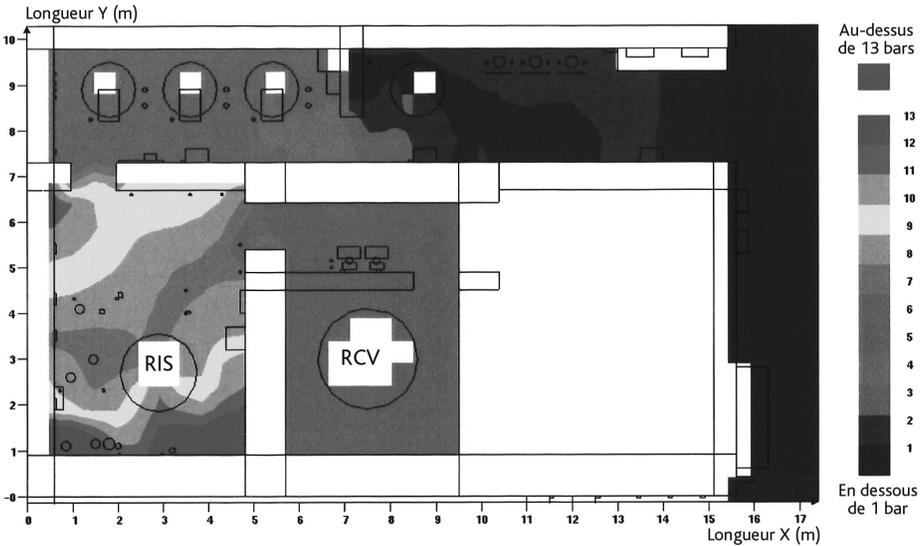


Figure 23.5. Résultats d'un calcul de simulation par l'IPSN des conséquences auxquelles aurait pu conduire une inflammation d'hydrogène dans le local contenant un réservoir du circuit RIS et une explosion de l'hydrogène dispersé présentant les mêmes caractéristiques (débit de fuite, locaux concernés) que celles de l'événement de Chinon B3; les pressions obtenues sont de 7 bars en moyenne et 13 bars dans le local abritant des composants du système RIS. IRSN.

À la suite de cet événement, Électricité de France a engagé une campagne de vérifications de l'état des tuyauteries véhiculant de l'hydrogène dans les quatre réacteurs de la centrale nucléaire de Chinon. L'exploitant s'est alors aperçu que les doubles enveloppes⁶⁶³ de tuyauteries de distribution d'hydrogène, en acier noir, étaient corrodées, ce qui a entraîné un remplacement de tronçons de doubles enveloppes.

Sur les sites, un manomètre à lecture locale de la pression d'azote dans les doubles enveloppes des tuyauteries de distribution d'hydrogène a été ajouté, avec un relevé journalier par des rondiers; un détecteur d'hydrogène a été ajouté dans le local du réservoir du circuit RIS contenant la solution d'acide borique à 21000 ppm de bore.

663. Les tuyauteries sont équipées d'une double enveloppe jusqu'à leur entrée dans le BAN, hormis à la centrale de Fessenheim.

Par ailleurs, la gestion des alarmes de présence d'hydrogène dans les locaux a été revue en vue d'améliorer la réactivité des équipes.

Au mois de septembre 2005, le réacteur n° 1 de la centrale nucléaire de Fessenheim fonctionnait en puissance et les activités préparatoires à l'arrêt pour maintenance et rechargement du combustible du cœur étaient engagées. Dans le cadre de ces activités, des opérations sont prévues pour anticiper l'envoi des effluents hydrogénés du réacteur vers le système de ventilation générale qui assure une prédilution de ces effluents avant leur rejet à l'atmosphère. À cet égard, une manchette permet d'alimenter le réservoir du circuit de contrôle chimique et volumétrique (ballon RCV) soit en hydrogène, soit en air. Lorsque le réacteur est en puissance, le lignage permet l'alimentation du ciel d'hydrogène de ce réservoir. En début d'arrêt du réacteur, la manchette est balayée par de l'azote afin d'éviter les mélanges d'hydrogène et d'oxygène. À l'issue de ce balayage, la manchette est basculée sur le réseau d'alimentation en air afin de réaliser un balayage par de l'air. L'équipe qui devait réaliser l'intervention a desserré la manchette qui permet d'alimenter le réservoir du circuit de contrôle chimique et volumétrique en hydrogène alors que la tranche était encore en puissance. Le gaz, de l'hydrogène, s'est échappé dans un sifflement assourdissant et l'explosimètre a déclenché une alarme. La valeur lue sur l'explosimètre était celle de la limite inférieure d'explosivité, ce qui correspond à une teneur en hydrogène au moins égale à 4%. Les intervenants ont quitté précipitamment le local. Une alarme est apparue en salle de commande. Quelques minutes plus tard, après avoir compris que la manchette véhiculait encore de l'hydrogène, les intervenants équipés de casques antibruit sont retournés dans le local afin de resserrer la bride de la manchette. La porte du local a été maintenue ouverte afin de ventiler le local.

Comme dans le cas de l'événement de Chinon B3 de 1998, des manques dans la fiche d'alarme n'ont pas permis de traiter ce type d'événement aussi rapidement qu'il eût été souhaitable. Des actions de sensibilisation du personnel aux risques liés à l'hydrogène lors des activités réalisées sur des tuyauteries sous pression d'hydrogène ont été préconisées. De plus, des repères fonctionnels ont été attribués aux manchettes, les opérations sur les circuits d'hydrogène ont été « découpées » en plusieurs interventions, toutes devant être réalisées lorsque le réacteur est à l'arrêt.

En juin 2006, alors que le réacteur n° 5 de la centrale nucléaire de Gravelines était en cours de redémarrage après un arrêt pour rechargement du combustible dans le cœur, un signal d'injection de sécurité intempestif a été émis. La configuration du réacteur a entraîné l'isolement des lignes de charge et de décharge (circuit RCV), le démarrage des pompes d'injection de sécurité à basse pression et la sollicitation des soupapes du circuit de refroidissement du réacteur à l'arrêt. En outre, la sollicitation durant trois heures des soupapes dont le rôle est de limiter la pression dans le réservoir du circuit RCV a provoqué des vibrations dans les tuyauteries, à l'origine de deux fissures. Le débit de fuite par ces fissures a été estimé à 30 L/h. En cas de nouvelle sollicitation de la ligne située en aval de la soupape de protection de la ligne de débit nul des pompes de charge, il y aurait eu un risque de rupture complète de la tuyauterie, ce qui aurait pu occasionner, en supposant le dégagement du volume maximal

d'hydrogène présent dans le réservoir, une explosion dans le local⁶⁶⁴. Dans ce cas, les deux voies d'injection de sécurité auraient été perdues car elles sont situées dans un local adjacent au local où se trouve ce réservoir. Cet événement a permis de découvrir que la conduite de l'injection de sécurité prescrite par les procédures quand le circuit primaire est monophasique (pressuriseur rempli d'eau lors de la mise à l'arrêt du réacteur) n'était pas satisfaisante. Cet événement a fait apparaître la nécessité de remplacer les soupapes de protection de la ligne de débit nul des pompes de charge par des soupapes d'un autre modèle pour éviter la fissuration de cette ligne et les risques d'explosion associés.

Au mois de juin 2007, alors que le réacteur n° 4 de la centrale nucléaire de Chinon était en puissance, une surconsommation d'hydrogène a alerté l'exploitant. Les investigations ont permis de découvrir une portion de tuyauterie d'hydrogène fortement corrodée. Un constat similaire a été fait sur les trois autres réacteurs de cette centrale. Une doctrine de maintenance relative aux tuyauteries véhiculant de l'hydrogène avait été diffusée au deuxième trimestre 2007 mais elle n'était pas encore complètement mise en application à la date de l'événement. Les examens de la tuyauterie défectueuse du réacteur n° 4 ont mis en évidence une corrosion généralisée avec des percements mais sans risque de rupture brutale. Toutefois, si la tuyauterie s'était rompue complètement, il y aurait eu un risque d'endommagement d'équipements importants pour la sûreté en raison de l'atmosphère explosive dans le local. Cet événement a rappelé l'importance de la maintenance des tuyauteries véhiculant de l'hydrogène. Lors des réparations de cette même tuyauterie dans le réacteur n° 1, une méconnaissance de l'état de l'installation par certains intervenants a entraîné la découpe de la tuyauterie alors qu'elle véhiculait encore de l'hydrogène. Même si les conséquences sur la sûreté ont été faibles au regard du volume d'hydrogène restant dans la tuyauterie, cet événement a montré la nécessité d'ajouter ces tuyauteries à la liste des équipements sensibles redevables des actions et des pratiques de fiabilisation des interventions développées par Électricité de France.

En 2008, l'ASN a, avec le soutien de l'IRSN, mené des inspections dans plusieurs centrales pour y vérifier la maîtrise des risques d'explosion. La plupart de ces inspections ont montré que les dispositions prises par Électricité de France n'étaient pas complètes en regard de la réglementation applicable aux tuyauteries contenant des substances explosives. Aussi, le 13 novembre 2008, l'ASN a pris deux décisions à ce sujet. La première a prescrit à Électricité de France d'améliorer, sous trois mois, la maîtrise du risque d'explosion dans ses centrales nucléaires. La seconde, prise au regard de la situation constatée lors de l'inspection de la centrale nucléaire de Cruas-Meysses, a mis en demeure Électricité de France de remettre, sous trois mois, la centrale en conformité avec la réglementation.

Les analyses des événements précités montrent que la libération d'hydrogène dans des locaux pourrait être lourde de conséquences à la fois pour les intervenants mais

664. Il est à noter que ce type d'événement peut survenir dans des locaux non équipés d'un dispositif de détection d'hydrogène.

aussi pour les équipements importants pour la sûreté implantés dans ces locaux et dans les locaux avoisinants. Elles montrent également que la libération d'hydrogène peut avoir des causes diverses (humaines, organisationnelles, documentaires). Les risques liés à l'hydrogène doivent donc être considérés avec une attention toute particulière et faire l'objet d'analyses spécifiques.

23.3. Agressions externes : événements liés aux périodes de « grands froids »

► Indisponibilités multiples résultant d'un « grand froid »

(Chinon B3 – Janvier 1987)

La vague de froid de 1987 a provoqué un événement dans le réacteur Chinon B3, qui mérite d'être présenté en tant que précurseur de situations plus graves.

Le 12 janvier 1987, la consommation française d'électricité était très importante en raison des conditions climatiques. Trois des quatre tranches de la centrale thermique de Cordemais située près de l'embouchure de la Loire ont déclenché simultanément. Le froid est lui-même la cause de ces défaillances.

La chute importante de tension du réseau de distribution électrique en 400 kV dans l'ouest de la France qui a résulté du déclenchement de ces trois tranches en période de forte consommation d'électricité a provoqué le déclenchement de sept réacteurs nucléaires et de deux autres tranches à combustible fossile. C'est notamment le cas du réacteur Chinon B3, par action d'une protection contre une trop grande intensité dans le rotor de l'alternateur.

L'alimentation électrique du réacteur a été automatiquement basculée sur la ligne électrique auxiliaire en 225 kV, qui était elle-même affaiblie. L'arrêt du réacteur a provoqué le démarrage de l'alimentation de secours en eau des générateurs de vapeur (ASG).

La tension fournie par les tableaux électriques secourus a baissé sans que les groupes de secours à moteur diesel démarrent automatiquement car leur seuil de couplage était réglé trop bas. Ces groupes ont été démarrés manuellement par les opérateurs. Les deux motopompes du système ASG ont déclenché par surintensité (compensation de la faible tension). Il en fut successivement de même pour les quatre pompes du circuit de refroidissement intermédiaire (RRI). Divers contacteurs ont été détériorés et mis hors service, interrompant le « traçage »⁶⁶⁵ qui maintient certaines armoires et tuyauteries en température.

Les groupes électrogènes et les pompes ont été successivement remis en service par les opérateurs avant que l'alimentation électrique principale ne soit à nouveau disponible, après un quart d'heure d'interruption.

665. Système de maintien d'équipements à une température adéquate par des cordons électriques chauffants.

Une heure avant cet événement, les opérateurs avaient découvert que la température extérieure (- 10 °C), accompagnée d'un vent soutenu, avait provoqué le gel de la tuyauterie assurant la réalimentation de la réserve d'eau du circuit ASG. Cette réserve baissera ainsi pendant quatre heures. Le réacteur sera amené dans des conditions de pression et de température qui permettent le raccordement au circuit de refroidissement à l'arrêt (RRA).

Dans le même temps, deux capteurs de niveau d'eau de la bache du circuit de refroidissement d'eau des piscines (PTR) ont été découverts gelés, ce qui aurait pu compromettre le bon déroulement de la séquence d'injection de sécurité en cas de brèche du circuit primaire (pas de passage en recirculation d'eau, risque de perte de l'injection de sécurité). Ils seront remis en état au bout de quelques heures, de même que la réalimentation de la bache ASG.

Le lendemain, les opérateurs noteront que deux soupapes de protection des lignes de vapeur présentent des fuites. C'est encore le froid qui en est responsable, associé à l'interruption du « traçage ». Là encore des interventions appropriées permettront de retrouver une situation normale.

Pendant la même période, une intervention sera nécessaire sur la prise d'eau de la station de pompage qui menaçait d'être colmatée par de la glace.

Toutes ces défaillances sont dues à une même cause, les conditions climatiques qui régnaient sur l'ensemble de la région. Leur léger étalement dans le temps est purement fortuit.

► **Prise en glace de la grille anti-intrusion de la station de pompage**

(Chooz B – Janvier 2009)

La centrale nucléaire de Chooz B, située dans la région des Ardennes, est équipée de deux réacteurs de 1 450 MWe (B1 et B2), refroidis en circuit ouvert par l'eau de la Meuse.

Le 9 janvier 2009 au matin, après une nuit très froide (température de - 15 °C), l'exploitant a détecté, lors d'une ronde de surveillance, un écart d'environ deux mètres entre le niveau d'eau de la Meuse et celui de l'eau du canal d'amenée (entre la grille anti-intrusion et la station de pompage). Cet écart était dû à la formation de glace sur la grille anti-intrusion séparant le chenal et le canal d'amenée. Ce phénomène a conduit à un blocage partiel de l'écoulement vers la prise d'eau et à l'atteinte d'un niveau d'eau dans le canal d'amenée inférieur au niveau minimum requis. Cette baisse de niveau n'a toutefois pas entraîné de dysfonctionnement des pompes du circuit de refroidissement des systèmes importants pour la sûreté (pompes d'alimentation en eau brute secourue). Cependant, un niveau d'eau dans le canal d'amenée légèrement inférieur aurait pu conduire à des conséquences importantes pour la sûreté en affectant les performances de ces pompes sur un, voire les deux réacteurs Chooz B. Au cours de la matinée, la déchirure de la toile d'un panneau filtrant du filtre à chaînes de la voie B a été constatée. Cette déchirure de la toile a provoqué un colmatage des échangeurs entre les circuits SEC et RRI de cette voie, puis une baisse rapide du débit de refoulement.

ment de la pompe du circuit SEC de la voie B, sans toutefois compromettre l'efficacité du refroidissement du RRI.

Dans le cas d'une dégradation importante de la source froide, les deux réacteurs de la centrale nucléaire de Chooz auraient pu se trouver en situation de perte totale de la source froide.

Le phénomène qui s'est produit à Chooz B est appelé frasil: il correspond à la formation de cristaux de glace collante au sein d'un écoulement turbulent à faible vitesse, à des températures légèrement inférieures à 0 °C pour l'eau douce. À Chooz B, compte tenu des faibles vitesses d'écoulement dans le chenal au niveau de la prise d'eau, il y a eu formation de frasil dans le chenal, avec adhésion des cristaux de glace sur la partie des barreaux de la grille qui se trouvait face au sens d'écoulement de l'eau. Le dépôt de frasil sur la face amont des barreaux a ensuite augmenté de manière continue. Cette augmentation, aussi bien en largeur qu'en profondeur, s'est poursuivie jusqu'à former des « ponts » entre les barreaux adjacents, s'opposant au passage de l'eau. Un « mur » de frasil s'est alors constitué sur toute l'épaisseur des barreaux des grilles.

Dès la découverte de la prise en glace de la grille, l'exploitant est intervenu pour briser la glace. Cette action a permis de retrouver rapidement une situation normale d'alimentation en eau de la station de pompage.

À la conception de la centrale nucléaire de Chooz B, afin d'écartier le risque d'obstruction par la glace à l'intérieur de la station de pompage, un dispositif, appelé recirculation d'hiver, avait été mis en place pour permettre de maintenir une température de l'eau supérieure à 3 °C à l'entrée de la station de pompage. En revanche, le risque d'obstruction rapide de la grille du canal d'amenée d'eau n'ayant pas été envisagé, aucun dispositif de protection n'avait été prévu en amont de cette grille. Cet événement souligne l'importance non seulement de s'assurer du respect des exigences de sûreté à l'égard des agressions climatiques possibles, notamment du frasil, mais également de se réinterroger périodiquement sur le caractère suffisant des dispositions de protection associées.

Pour éviter une nouvelle obstruction de la grille, l'exploitant a notamment mis en place un dispositif mobile d'apport d'eau chaude en amont de la grille et un dispositif de vidéo-surveillance. De plus la règle particulière de conduite « grands froids », mise en application à la fin de 2009, prescrit dorénavant au titre de la surveillance permanente que l'exploitant mette en place la recirculation d'eau chaude (parade anti-frasil) dès l'atteinte d'une température de la Meuse inférieure à 1 °C et une température de l'air inférieure à 5 °C, ainsi que des rondes sur l'atteinte des seuils de température et un matériel spécifique dédié au retrait de la glace.

► **Pluies verglaçantes ayant entraîné la perte des lignes électriques principales**

(Centrale nucléaire de Paluel – Décembre 2005)

La centrale nucléaire de Paluel comporte quatre réacteurs à eau sous pression. La puissance produite est évacuée (voir la figure 23.6) par les lignes électriques

en 400 kV via le transformateur principal (TP). Un transformateur de soutirage (TS) alimente le réseau électrique interne en 6,6 kV. Les deux voies secourues bénéficient d'une alimentation électrique en 6,6 kV distincte (LHA en voie A et LHB en voie B) secourue par une seconde source externe: le poste de transformation auxiliaire (TA)⁶⁶⁶, et par une source interne: un alternateur entraîné par un groupe électrogène à moteur diesel. De plus, il existe un système de distribution électrique en 380 V alternatif secouru à partir d'un turboalternateur alimenté en vapeur par les générateurs de vapeur.

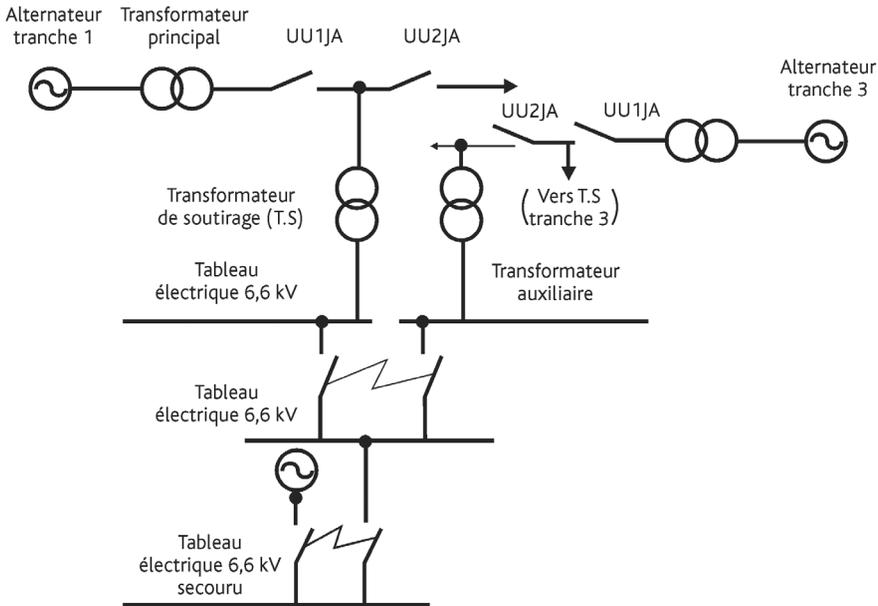


Figure 23.6. Schéma d'alimentation électrique des tranches de la centrale nucléaire de Paluel (exemple de la tranche n° 1). IRSN.

Le 30 décembre 2005, il pleuvait, les températures étaient négatives et un vent fort soufflait sur la centrale nucléaire de Paluel. Le passage du vent au-dessus des bassins de rejet situés à proximité des postes de 400 kV d'évacuation d'énergie a entraîné la formation d'un brouillard salin qui s'est déposé sur les isolateurs. Ces conditions météorologiques particulières ont contribué à former une couche de glace partielle sur des

666. La particularité des tranches de 1300 MWe est que leur transformateur auxiliaire est alimenté par la tranche de même parité pour les centrales nucléaires de quatre réacteurs et par la tranche jumelle pour les centrales nucléaires à deux réacteurs. Lors d'une perte d'alimentation électrique externe, l'ilotage du réacteur est provoqué par l'ouverture du disjoncteur de ligne, ce qui provoque une réduction de la charge de l'alternateur jusqu'à la valeur consommée par les auxiliaires.

isolateurs⁶⁶⁷ des postes de 400 kV. L'amorçage d'arcs électriques au niveau des transformateurs principaux des quatre réacteurs a entraîné la rupture des pare-effluves⁶⁶⁸, provoqué les mises hors tension successives des lignes principales des quatre réacteurs et la perte des transformateurs auxiliaires. Pour trois réacteurs l'îlotage a été réussi, mais la tentative d'îlotage a échoué pour le réacteur n° 2. L'arrêt automatique du réacteur a eu lieu après le déclenchement de la turbine par survitesse. Ce réacteur est resté alimenté par les groupes électrogènes et a fonctionné en « thermosiphon » (convection naturelle).

Ce phénomène de pluies verglaçantes constitue un mode commun qui, du fait de la conception du système d'alimentation électrique des centrales nucléaires françaises, a entraîné la perte des deux sources d'alimentation électrique externes des quatre réacteurs. Les évaluations probabilistes ont montré que cet événement devait être considéré comme précurseur d'accident d'endommagement d'un cœur.

Il est apparu que cet événement n'était pas couvert par les modifications réalisées en 1984 à la suite d'un événement similaire. Par ailleurs, lors de cet événement, les stalactites de glace verticales ont relié les assiettes des isolateurs entre elles et ont dégradé les performances des isolateurs. Le niveau d'isolement a baissé d'autant plus que la solidification s'est faite en emprisonnant des embruns chargés en sel marin. Cette glace a raccourci la ligne de fuite naturelle des isolateurs, générant des amorçages de courants. Ce défaut a été éliminé par les protections de ligne qui se sont ouvertes.

667. Les isolateurs servent à la protection contre les surtensions. Ils sont composés d'un nombre défini de disques superposés appelés assiettes tels que la ligne de fuite ne permet pas l'amorçage d'un arc électrique.

668. Les pare-effluves sont fixés à la partie supérieure des porcelaines isolantes, sur chacune des phases du transformateur principal, pour la protection contre les phénomènes d'arcs électriques. Ils garantissent la tenue diélectrique, en particulier lors des surtensions atmosphériques ainsi que sous la pluie et réduisent l'effet Corona (ionisation des molécules d'air), les pertes et les perturbations associées. Ils sont au nombre de deux sur chaque isolateur.

