

COMITÉ STOP-NOGENT

RÉCAPITULATIF DES INCIDENTS SUR RÉACTEURS REP 900 ET 1300 MWe EN 1995 OU : ÇÀ COMMENCE À SENTIR LE SCANDALE

Sur 66 incidents significatifs répertoriés à la mi septembre, dont 1 à Chooz qui n'est pas encore en service et un générique à Daya-Bay en Chine dont les conséquences peuvent aussi s'étendre sur le parc EDF, 55 sont dus à des erreurs humaines et 11 à des erreurs de conception. La tendance est à la hausse, malgré une réduction des incidents à caractère générique de conception. Les incidents pour "non respect des spécifications techniques d'exploitation" sont donc en hausse, et il semble bien que la "culture de sûreté" régresse de façon significative à EDF. Des vannes importantes pour la sûreté qui auraient dues être ouvertes sont retrouvées fermées, ou inversement, cela démontre un manque évident de contrôle. Les défauts de borication d'eau du circuit primaire, les défauts métallurgiques constatés alors qu'ils avaient échappé à un précédent contrôle, des barres de contrôle placées à un niveau trop bas pour permettre un arrêt d'urgence en toute sécurité, et ce malgré les nombreux "cartons jaunes" distribués par l'Autorité de sûreté pour la même cause, tout laisse à penser que l'électricien national privilégie largement la productivité à la sûreté. Les risques importants pris à Flamanville et à Penly en transgressions volontaires des règles d'exploitation montrent que l'exploitant est prêt à risquer vraiment très gros pour mieux rentabiliser le parc. En dehors de ces deux sites, la palme de "mauvaise conduite" revient aussi à Bugey, Chinon, Dampierre, Graveline et Tricastin. Ce sont là des sites à risque élevé. Le nombre d'incident sur le parc 1300 MWe est inférieur au parc 900 MWe, mais proportionnellement le même en fonction du nombre de réacteurs.

Notre attention a été attirée plus récemment par l'incident du 1er septembre sur le réacteur 2 de Chinon, et qui a conduit l'exploitant à suspendre le chef d'exploitation et l'ingénieur de sûreté nucléaire. Les barres de contrôle de la réaction en chaîne avaient été insérées à un niveau trop bas, influent ainsi sur une mauvaise répartition du flux neutronique, et réduisant aussi leur efficacité potentielle pour un arrêt d'urgence en cas d'incident. Les deux personnes incriminées ci-dessus ont ensuite maquillé le rapport pour dissimuler l'incident. Le problème est d'autant plus grave que, compte tenu du nombre d'incidents répertoriés sur les circuits d'injection de sécurité et les défauts de niveau d'eau ou de borication, il n'est plus possible de garantir que ces circuits d'arrêt d'urgence soient pleinement disponibles pour faire face à une évolution accidentelle. Le risque de voir les deux "freins" de la réaction nucléaire indisponibles en même temps n'est donc pas négligeable. Pour éviter le positionnement trop bas des grappes de commande, l'exploitant dispose en complément de l'injection d'acide borique neutrophage dans l'eau du circuit primaire. Mais pour remonter ensuite en puissance, il faut purger partiellement ce circuit primaire pour réduire la centration en bore, pratique plus lourde et plus lente que de manoeuvrer les barres de commande qui réagissent instantanément. Cela se traduit plus concrètement pour l'exploitant par des kilowatt-heures perdus. On comprend donc plus facilement l'empressement de l'exploitant à enfreindre les règles d'exploitation ; d'après un rapport de la DSIN de 1994, le nombre d'occurrence pourrait atteindre plusieurs centaines et toucherait l'ensemble des sites et présenterait un caractère "générique". Suite à un incident de ce type le 7 juillet 94 sur Chinon 4, la DSIN avait constaté que la méthode contestée de remontée en puissance était en fait celle prévue par les services centraux d'EDF. Alors, nos deux "coupables" suspendus sont-ils des lampistes ? Le plus inadmissible est que l'ingénieur de sûreté, sorte de flic interne placé là pour éviter ce genre de dérapage, s'en soit fait le complice. Si ces dissimulateurs se sont fait prendre la main dans le sac, on peut aussi penser que sur d'autres sites, des chefs d'exploitation et des ingénieurs de sûreté nucléaire plus malins aient réussi. EDF aurait donc pris une sanction symboliquement à Chinon parce qu'à force d'enfreindre les règles, il faut bien de temps en temps payer un tribut pour calmer l'autorité de sûreté. Cela montre aussi à quel point ladite autorité en manque précisément pour faire respecter par un exploitant aussi puissant les règles conçues pour nous éviter un jour l'accident majeur.

Ci-dessous la liste des incidents depuis le début de l'année, classés par type de réacteurs (900 MWe de Blayais à Tricastin, 1300 MW de Belleville à St-Alban) par site en ordre alphabétique. Le nom du site souligné correspond à un incident consécutif à une "erreur humaine" (plus ou moins volontaire), ceux non soulignés à une erreur de conception.

Blayais 3

Indisponibilité d'une vanne d'un circuit annexe du circuit primaire du réacteur 3. Le mardi 14 mars, lors d'opérations faisant suite au redémarrage du réacteur, une vanne appartenant à un circuit annexe

du circuit primaire n'a pas pu être fermée depuis la salle de commande. Après examen, l'exploitant a constaté que le réglage du système de manœuvre de cette vanne était mauvais et ne permettait pas la fermeture automatique. La vanne défaillante faisait partie d'un ensemble de 62 vannes dont le réglage avait été vérifié quatre jours avant. Cependant, sur 12 de ces vannes, cette vérification n'avait pas été correctement effectuée par le service chargé de la maintenance, ainsi que l'a montré une vérification plus approfondie effectuée postérieurement à l'incident. D'autres incidents affectant le même type de vannes se sont déjà produits plusieurs fois sur des réacteurs du parc nucléaire. Dans le cas d'un accident nécessitant un isolement de l'enceinte, le risque de ne pouvoir effectuer cet isolement serait augmenté.

Blayais 3 et 4

Détection tardive d'une erreur de câblage lors d'une modification d'un système des réacteurs 3 et 4. Le 21 juillet, alors que les 2 réacteurs étaient en fonctionnement, l'exploitant a constaté une erreur de câblage sur l'un des dispositifs d'ouverture du système de contournement vapeur de la turbine. L'anomalie détectée a provoqué une perte de redondance de la commande d'ouverture de ce système de contournement, mais d'autres dispositifs indépendants permettaient cependant d'assurer son bon fonctionnement. Cette inversion de câblage est consécutive à une erreur dans un schéma de montage utilisé successivement lors d'une modification effectuée en août 1994 sur le réacteur 3, puis en juin 1995 sur le réacteur 4. Dans l'un et l'autre cas, cette inversion n'avait pas été détectée lors de l'essai, effectué après les travaux, ayant pour but de contrôler le système. Une nouvelle procédure d'essai utilisée lors de la réalisation de la même modification sur le réacteur 1 le 21 juillet 1995 a permis de détecter cette erreur. La modification incriminée n'a, à ce jour, été réalisée que sur les réacteurs 1, 3 et 4 de la centrale du Blayais ; les autres réacteurs de type 900 MW ne sont donc pas affectés. Électricité de France s'est engagé à corriger le document erroné avant la prochaine mise en œuvre de cette modification. Procédure d'essai inadaptée.

Bugey 2

Sortie du domaine de fonctionnement pression/température du réacteur 2. Le 30 avril, alors que le réacteur était en phase de descente en pression et en température en vue de l'arrêt annuel pour recharge en combustible, l'exploitant est sorti du domaine autorisé de fonctionnement pression/température (appelé "chaussette"). La pression et la température du circuit primaire, dans chacune des configurations du réacteur, doivent rester dans ce domaine prédéfini permettant notamment de garantir la tenue mécanique du circuit primaire. Lors de la descente en pression et en température, en tout début d'arrêt de tranche, l'exploitant a réalisé trop tôt une manœuvre normale d'exploitation. Cette manœuvre, effectuée dans un état inapproprié du réacteur, a compliqué la conduite de la dépressurisation du circuit primaire. Il s'en est suivi une sortie de la "chaussette" qui a nécessité l'arrêt des pompes primaires. Le point de fonctionnement a été ramené dans la "chaussette" une heure et quart après la sortie de ce domaine ; la situation est redevenue totalement conforme aux spécifications techniques d'exploitation deux heures plus tard.

Bugey 2

Mauvaise configuration de plusieurs vannes particulièrement importantes pour la sûreté du réacteur 2 Le 11 juillet, alors que le réacteur était en fonctionnement, l'exploitant a constaté qu'une vanne, dont l'ouverture est nécessaire pour l'injection d'eau borée aux joints des pompes primaires, était fermée. En cas de perte de toutes les sources électriques externes et internes, cette injection permet de s'affranchir du risque de fuite importante d'eau par les joints. Elle est assurée par une pompe alimentée en électricité par un turboalternateur d'ultime secours. A Bugey, un essai programmé a permis de s'apercevoir qu'une vanne dont l'ouverture était nécessaire pour cette injection avait été laissée en position fermée. En cas de perte effective de toutes les alimentations électriques du réacteur, l'étanchéité du circuit primaire, contenant les combustibles nucléaires, aurait donc été moins bien assurée et des rejets auraient pu se produire par ces joints dans le bâtiment du réacteur. Le 11 juillet, après avoir constaté cette anomalie, l'exploitant de Bugey a décidé de vérifier la configuration de toutes les autres vannes dont le positionnement est particulièrement important pour la sûreté. Deux vannes participant à la réalisation de l'étanchéité de l'enceinte du réacteur ont été trouvées, à cette occasion, en position ouverte alors qu'elles auraient dû être en position fermée. Deux clapets adjacents assuraient néanmoins l'isolement entre l'enceinte et l'environnement. Répétition de ce type d'anomalie, caractéristique de défaillances de la culture de sûreté.

Bugey 3

Prise en compte tardive d'un arrêt automatique du réacteur 3. Le 3 mars, alors que le réacteur 3 était à l'arrêt, un défaut de connectique est apparu lors d'une intervention sur un capteur de pression et a entraîné la chute automatique de grappes de contrôle. Un seul opérateur était présent à ce moment-là en salle de commande, l'autre s'étant momentanément absenté. Il n'a pas immédiatement détecté la chute des grappes et n'a donc pas utilisé la procédure adéquate, consistant à vérifier l'origine de l'arrêt, ni engagé les actions appropriées. L'arrivée en salle de commande d'une autre personne, une quinzaine de minutes après la chute des grappes, a permis de réaliser ces actions. Au cours de l'incident, ces grappes ont chuté et entraîné l'arrêt automatique du réacteur. Mais la sûreté de l'installation n'a pas été mise en cause car la concentration en bore est toujours restée suffisante et la séquence d'arrêt automatique s'est déroulée correctement. (suite) Le

vendredi 3 mars, alors que le réacteur 3 était à l'arrêt, un défaut de connectique était apparu lors d'une intervention sur un capteur de pression et avait entraîné la chute automatique de grappes de contrôle. La DSIN et la DRIRE Rhône-Alpes ont effectué, le jeudi 16 mars, une inspection sur le site afin de connaître le déroulement précis de cet incident. Les inspecteurs ont notamment constaté : - une préparation insuffisante de l'intervention sur le capteur de pression. En particulier, le risque de générer un ordre d'arrêt automatique du réacteur n'a pas été identifié ; - l'imprécision des documents de conduite (fiche d'alarme) qui auraient dû être utilisés à la suite de l'arrêt automatique.

Bugey 3

Arrêt automatique du réacteur 3 suivi de 2 anomalies. Le 3 juillet, alors que la tranche venait d'être couplée au réseau électrique, un dysfonctionnement de la régulation du niveau d'eau dans les générateurs de vapeur a entraîné l'arrêt automatique du réacteur. Cet arrêt du réacteur a été suivi de deux anomalies consécutives. La turbopompe du circuit d'alimentation de secours en eau des générateurs de vapeur, qui avait démarré normalement, a cessé de fonctionner en raison de la fermeture intempestive et inexpliquée de la vanne d'alimentation en vapeur de la turbine. Par ailleurs, dans le cadre de la conduite du réacteur après arrêt automatique, une erreur de manipulation d'un opérateur a eu pour conséquence l'isolement de l'une des deux lignes électriques externes qui alimentent chaque réacteur. Dès l'isolement de la ligne électrique principale, la ligne auxiliaire a immédiatement pris le relais pour alimenter électriquement les systèmes de sûreté, et en particulier les deux pompes du circuit ASG en fonctionnement. A l'occasion de la visite de surveillance de la DRIRE, programmée pour le 11 juillet 1995, cet incident a été examiné. La fermeture intempestive de la vanne d'alimentation en vapeur de la turbine n'est pas expliquée avec certitude pour le moment.

Bugey 5

Remplissage insuffisant du réservoir d'un diesel d'alimentation électrique de secours du réacteur 4. Le mardi 21 mars, alors que le réacteur fonctionnait en puissance, l'exploitant a détecté un remplissage insuffisant du réservoir de carburant d'un des deux groupes électrogènes à moteur diesel. A la suite du dernier essai de l'un des deux groupes électrogènes, effectué le 6 mars dernier, l'exploitant n'a pas rempli le réservoir et n'a ainsi pas compensé le carburant consommé lors de l'essai. Le volume de carburant est donc resté inférieur à la valeur requise par les spécifications techniques d'exploitation pendant deux semaines alors que, dans cette configuration, ces spécifications demandent que le réacteur soit arrêté sous trois jours. Dès la découverte de l'anomalie, un appoint en carburant a été réalisé. La sûreté de l'installation n'a cependant pas été mise en cause car les alimentations électriques normales, le second diesel et la réalimentation en carburant du réservoir incriminé ont toujours été disponibles.

Bugey 5

Indisponibilité d'un groupe électrogène de secours du réacteur 5. Le dimanche 13 août, alors que le réacteur était en fonctionnement, l'exploitant a constaté que le réservoir d'alimentation en fuel de l'un des deux groupes électrogènes à moteur diesel était vide, ce qui est contraire aux spécifications techniques d'exploitation. Le 13 août, pendant la réalisation de cet essai périodique, l'un de ces groupes s'est arrêté par manque de carburant, son réservoir s'étant vidé à la suite d'une fuite de la pompe d'alimentation en fuel du groupe. Le temps pendant lequel le volume de carburant est resté insuffisant a excédé celui au bout duquel les spécifications techniques d'exploitation imposent l'arrêt du réacteur en cas d'indisponibilité d'un groupe de secours ; mais l'exploitant ne s'en est pas aperçu, les moyens de détection de cette anomalie ayant été inefficaces. Non respect de la conduite à tenir en cas de sortie des limites et conditions d'exploitation.

Chinon B2

Dilution incontrôlée du fluide primaire du réacteur B2. Le samedi 11 février, le réacteur étant en puissance, l'exploitant a constaté une baisse de la concentration en bore du fluide primaire. L'exploitant a identifié l'anomalie par l'observation de la position d'un des groupes de grappes de commande qui remplissait son rôle en s'insérant progressivement pour compenser la diminution de la concentration en bore du fluide primaire. Il a aussitôt refermé la vanne. Cependant, la répétition de cet événement sur le site montre une prise en compte insuffisante du retour d'expérience.

Chinon B2

Indisponibilité de deux circuits requis dans les spécifications techniques d'exploitation sur le réacteur 2. Le jeudi 27 juillet, alors que le réacteur était en arrêt pour visite partielle et rechargement en combustible, l'exploitant a mis en évidence que les moteurs des pompes du circuit de contrôle volumétrique et chimique, ainsi que ceux des pompes du circuit d'injection de sécurité, avaient été maintenus hors tension pendant une dizaine d'heures, sortant ainsi des conditions autorisées. Les deux circuits incriminés doivent rester entièrement disponibles. Lors des opérations de fermeture des générateurs de vapeur, la mise hors tension des moteurs de ces pompes est autorisée pour des raisons de sécurité du personnel. Les pompes doivent être rebranchées dès la fin de ces opérations, ce qui n'a pas été fait ici. Dès la découverte de l'anomalie, les pompes ont été remises sous tension. Lacunes de culture de sûreté dans les dispositions organisationnelles.

Chinon B2

Insertion des grappes de commande du réacteur 2 en dessous des limites prescrites. Le vendredi 1er septembre, alors que l'exploitant avait procédé à une baisse programmée de la puissance du réacteur, certaines grappes de commande sont restées insérées dans le cœur à un niveau inférieur à la limite imposée par les spécifications techniques d'exploitation. Pour pouvoir arrêter rapidement le réacteur en cas de nécessité, il convient de maintenir certaines grappes à un niveau suffisant fixé par les spécifications techniques, d'une part pour que leur chute puisse étouffer efficacement la réaction nucléaire, d'autre part pour assurer une bonne répartition du flux de neutrons. Dans le cas présent, le transitoire de la baisse programmée de la puissance du réacteur a provoqué pendant quelques minutes le maintien de l'insertion de ces grappes en dessous de la limite exigée par les spécifications techniques. Le dépassement de cette limite est dû au caractère délicat de la conduite de ce transitoire. L'opérateur a immédiatement agi afin de ramener l'installation dans son domaine normal de fonctionnement. Le rapport de cet incident, réalisé par l'équipe de conduite, a paru obscur. Les investigations complémentaires menées par l'exploitant ont permis de mettre en évidence que le chef d'exploitation avait rédigé après concertation avec l'ingénieur sûreté-radioprotection un rapport visant à cacher la chronologie réelle de l'incident à la hiérarchie. En conséquence, la direction de la centrale a pris des sanctions immédiates à l'encontre des deux agents. Le chef d'exploitation et l'ingénieur sûreté-radioprotection ont été provisoirement suspendus et retirés des équipes de quart. Défaut de culture de sûreté.

Chinon B3

Vannes de confinement de l'enceinte non refermées après les travaux réalisés pendant l'arrêt du réacteur B3. Le lundi 10 avril, alors que le réacteur était en phase de redémarrage, l'exploitant a découvert que deux vannes de confinement de l'enceinte n'avaient pas été refermées, à la suite des interventions réalisées pendant l'arrêt, alors que les spécifications techniques l'exigent. Dès la découverte de cette anomalie, les vannes ont été refermées par l'exploitant. Après investigation, il a découvert que la position des vannes n'a pas été contrôlée au moment du changement d'état du réacteur. Celui-ci s'est ainsi trouvé pendant deux jours dans un état où les deux vannes auraient dû être fermées. Cet incident n'a pas eu de conséquence pour la sûreté de l'exploitation.

Chinon B3

Mauvais tarage de soupapes de sûreté sur le réacteur B3. Le vendredi 10 mars, alors que le réacteur était en puissance, l'exploitant de Chinon a constaté que 5 soupapes de sûreté du circuit vapeur présentaient un surtarage pouvant atteindre 0,4 bar. Une pression de tarage trop élevée de ces soupapes augmente le risque de rupture de ces tuyauteries en cas de surpression. Cet incident avait pour origine l'utilisation, lors de la vérification du tarage des soupapes, d'un nouveau type de capteur de mesure de pression dont certaines caractéristiques n'étaient pas conformes à celles annoncées par le constructeur. Cet incident, qui avait été provisoirement classé au niveau 0 de l'échelle de gravité internationale des événements nucléaires INES en raison du non respect des règles générales d'exploitation, a été reclassé au niveau 1 de l'échelle internationale des événements nucléaires INES en raison de son caractère de défaut de mode commun.

Cruas 1 et 2

Non réalisation d'un essai périodique sur le circuit de ventilation du bâtiment des auxiliaires nucléaires des réacteurs 1 et 2. Le lundi 4 septembre, alors que le réacteur 2 était en fonctionnement et le réacteur 1 en cours de redémarrage après un arrêt pour rechargement en combustible, l'exploitant a constaté qu'un essai périodique hebdomadaire prévu par les spécifications techniques d'exploitation n'avait pas été effectué depuis le 19 août sur le circuit de ventilation (circuit DVN) du bâtiment des auxiliaires nucléaires. Ce bâtiment, commun aux réacteurs 1 et 2 jumelés, abrite des circuits auxiliaires nécessaires au fonctionnement normal de ces réacteurs. Une des fonctions du circuit DVN est de limiter les rejets de substances radioactives engendrés par un accident. Lacune de culture de sûreté.

Cruas 3

Fermeture intempestive d'un robinet d'un circuit d'appoint en eau au circuit primaire du réacteur 3 à la suite d'une confusion de réacteur. Le jeudi 25 mai, alors que le réacteur fonctionnait à puissance nominale, l'exploitant a fermé par erreur un robinet d'un circuit d'appoint en eau. Ce circuit, placé en dérivation du circuit primaire, sert à effectuer des ajouts et retraits d'eau dans ce dernier. Il joue un rôle important dans la conduite du réacteur, d'une part pour compenser les dilatations et contractions thermiques de l'eau du circuit primaire, d'autre part pour ajuster sa teneur en bore afin de contrôler l'évolution de la réactivité du cœur au cours du cycle de fonctionnement. Ce circuit se compose de trois pompes permettant d'assurer l'appoint en eau. Le robinet qui a été fermé par erreur se situait juste en amont d'une de ces trois pompes : la pompe a été rendue inopérante pendant huit minutes. La fermeture de ce robinet, qui est due à une confusion entre les locaux des réacteurs 3 et 4, était prévue, dans le cadre d'une opération de maintenance, sur le réacteur 4 alors à l'arrêt pour visite partielle et rechargement en combustible, et non sur le réacteur 3. Dès la découverte de l'anomalie, le robinet a été ouvert et le circuit d'appoint a été rendu de nouveau disponible. Répétition d'événements de ce type témoignant de lacunes dans la prise en compte de la sûreté au cours d'une opération de maintenance

Cruas 4

Indisponibilité des moyens d'injection de sécurité et d'appoint en eau borée au circuit primaire du réacteur 4. Le mercredi 14 juin, alors que le réacteur était en arrêt pour visite partielle et renouvellement du combustible, l'exploitant a constaté l'indisponibilité des systèmes d'injection de sécurité et d'appoint en eau borée au circuit primaire. Afin de pouvoir, notamment, continuer à assurer le refroidissement du combustible en cas de perte du système RRA, les spécifications techniques d'exploitation exigent la disponibilité des systèmes d'injection de sécurité et d'appoint en eau borée. Elles tolèrent toutefois que ces moyens d'appoint soient rendus indisponibles, en débranchant leurs commandes électriques, pendant certaines interventions humaines sur les générateurs de vapeur. L'une de ces interventions était prévue sur ce réacteur. A la suite d'une erreur dont l'origine exacte reste à déterminer, les commandes électriques des moyens d'appoint en eau borée ont été débranchées de manière prématurée, et le sont restées plus de 3 heures. Dès la découverte de l'anomalie, les moyens d'injection de sécurité et d'appoint en eau borée ont été rendus disponibles. Une inspection a été effectuée le 21 juin par des inspecteurs de la DRIRE Rhône-Alpes. Elle a notamment mis en évidence une incohérence, quant au moment où les commandes électriques des moyens d'appoint précités pouvaient être débranchées, entre les divers documents utilisés. Non respect des limites et conditions d'exploitation.

Dampierre 1

Mauvaise répartition du flux neutronique dans le coeur du réacteur 1 Le 19 décembre 1994, alors que le réacteur était en puissance, l'exploitant s'est aperçu que l'installation avait fonctionné pendant deux fois vingt minutes en dehors des limites imposées par les spécifications techniques d'exploitation pour la répartition du flux de neutrons dans le coeur. Une mauvaise communication entre les différentes équipes en charge de ces mesures est à l'origine de l'absence de mise à jour des deux limites, et du franchissement de la première d'entr'elles.

Dampierre 1

Indisponibilité des deux groupes électrogènes de secours du réacteur 1. Le samedi 5 août, alors que le réacteur était à l'arrêt pour visite partielle et rechargement en combustible, l'exploitant a constaté que les deux groupes électrogènes de secours redondants étaient indisponibles, alors que les spécifications techniques d'exploitation en requièrent au moins un dans cet état du réacteur. Ces groupes électrogènes de secours, à moteur diesel, ont pour fonction de pallier une perte des alimentations électriques normales. En raison de travaux en cours dans le cadre de l'arrêt du réacteur, l'un des 2 diesels était indisponible. A la suite d'une confusion entre les deux groupes électrogènes, une manipulation destinée à ce diesel a été réalisée par erreur sur l'autre diesel, le rendant lui aussi indisponible. L'exploitant s'est rendu compte de cette erreur à la suite d'un refus de démarrage automatique préventif de ce deuxième diesel lors d'une opération normale de maintenance. Il a immédiatement rétabli la disponibilité de ce groupe électrogène. Indisponibilité de matériels importants pour la sûreté.

Dampierre 1

Indisponibilité de deux pompes du circuit de contrôle volumétrique et chimique du réacteur 1. Le mardi 29 août, le réacteur étant à l'arrêt pour maintenance et rechargement en combustible, l'exploitant s'est aperçu que deux pompes du circuit de contrôle volumétrique et chimique étaient indisponibles, alors qu'elles étaient requises par les spécifications techniques compte tenu des opérations en cours. Lorsque les opérateurs ont voulu faire remonter le niveau du circuit primaire, aucune des deux pompes du circuit RCV n'a démarré. Ils ont alors utilisé de l'eau provenant de la réserve d'eau du réacteur. Les autres moyens d'apport d'eau étaient tous disponibles. L'indisponibilité des pompes était due à la préparation d'un essai périodique programmé sur les deux pompes en même temps et à un mauvais moment, ce que les procédures n'ont pas permis d'éviter. Défaillance de mode commun due aux procédures.

Dampierre 1

Découverte de vannes laissées ouvertes sur un circuit traversant l'enceinte de confinement du réacteur 1. Le mercredi 30 août, alors que le réacteur était à l'arrêt pour maintenance et rechargement en combustible, l'exploitant a découvert que quatre vannes de l'enceinte de confinement étaient bloquées en position ouverte, ce qui est contraire aux spécifications techniques d'exploitation. Au cours d'une vérification de l'intégrité de l'enceinte, l'exploitant s'est aperçu de l'impossibilité de manoeuvrer certaines de ces vannes depuis la salle de commande. Toutefois, elles pouvaient être manoeuvrées manuellement. Ce dysfonctionnement est dû à un mauvais réglage des vannes incriminées, après une intervention. La vérification du bon fonctionnement des vannes après cette intervention n'était pas prévue dans les procédures. Défaut de procédure.

Dampierre 4

Dégradation du dispositif de détection de perte du circuit d'eau brute secourue (SEC) sur le réacteur 4. Le 22 juin, alors que le réacteur de la tranche 4 était en arrêt pour rechargement, l'exploitant a découvert, à l'occasion de la vérification périodique d'un capteur de pression d'eau, que le dispositif de détection de perte du circuit d'eau brute secourue (SEC) était inopérant. A Dampierre, les tuyauteries reliées au capteur de la tranche 4 étaient obstruées, rendant difficile la détection d'une perte éventuelle de ce circuit. Lors d'une

extension des contrôles les 6 et 7 juillet, l'exploitant a découvert que plusieurs tuyauteries analogues étaient partiellement ou totalement obstruées sur les autres réacteurs du site. Sur la tranche 4, les deux voies étaient affectées. Cet incident de mode commun est dû à une mauvaise implantation des capteurs. Il a déjà été identifié sur plusieurs réacteurs et a fait l'objet de demandes spécifiques de la part de la DSIN auprès des services centraux d'EDF. EDF doit prendre position sous deux mois. Défaillance de cause commune.

DAYA BAY 1

Anomalie de temps de chute de grappes de commande sur les deux réacteurs. La centrale de Daya Bay comprend deux réacteurs à eau sous pression de 900 MWe, de fabrication française, mis en service en 1993, et présentant une forte analogie avec les réacteurs 5 et 6 de la centrale de Gravelines. En février 1995, lors des essais de redémarrage du réacteur 1 après arrêt pour rechargement en combustible, l'exploitant de la centrale de Daya Bay s'est aperçu que 7 des 53 grappes de commande chutaient dans le cœur en un temps supérieur au critère de sûreté spécifié par les règles générales d'exploitation. Les investigations sont en cours, notamment l'expertise des guides de grappes. L'origine de l'anomalie n'est pas connue à ce jour. En mars 1995, avant l'arrêt pour rechargement en combustible du réacteur 2, l'exploitant a réalisé un essai de chute des grappes de commande et s'est aperçu que le temps de chute de l'une d'entre elles dépassait légèrement le critère de temps spécifié dans les règles générales d'exploitation. Des investigations, semblables à celles entreprises pour le réacteur 1, sont en cours sur le réacteur 2 actuellement à l'arrêt pour rechargement. Ce type d'anomalie n'a pas été constaté sur les réacteurs français en exploitation dont le système de guidage des grappes de commande est différent. Par contre, le matériel concerné sur le site de Daya Bay est du même type que celui installé sur les réacteurs 1 et 2 de Chooz B, devant démarrer dans l'année.

Fessenheim 2

Dégradation des plaques entretoises des générateurs de vapeur. En avril 1995, lors des contrôles habituellement effectués pendant l'arrêt pour rechargement du réacteur 2 de Fessenheim, une dégradation de la plaque entretoise supérieure a été constatée sur deux des trois générateurs de vapeur. Sur les générateurs de vapeur de Fessenheim 2 les plaques entretoises sont en acier ferritique. Du fait des dégradations observées, une quinzaine de tubes ne sont plus soutenus par la plaque entretoise supérieure sur le générateur de vapeur le plus affecté. Une centaine de tubes pourraient être concernés, à terme, en cas d'évolution de la dégradation. Les investigations complémentaires, menées par l'exploitant, permettent de conclure que ces dégradations ont été provoquées par le nettoyage chimique des générateurs de vapeur entrepris sur ce réacteur, lors de l'arrêt pour rechargement en combustible de 1992, pour éliminer les dépôts accumulés sur la plaque tubulaire et les plaques entretoises. L'élimination de ces dépôts a pour but de ralentir des phénomènes de corrosion qui se développent par ailleurs sur la paroi extérieure des tubes. En effet la relecture des enregistrements des contrôles précédents montre d'une part, qu'aucune dégradation n'existait avant la réalisation du lessivage chimique et, d'autre part, que le nombre de tubes concernés n'a pas évolué entre 1993 et 1995. Lors de ce lessivage chimique, une mauvaise appréciation de la vitesse de circulation des solutions utilisées serait à l'origine de la corrosion constatée localement sur les plaques entretoises supérieures. Deux autres réacteurs ont subi une opération de lessivage chimique en 1990 : **Nogent 1** et Saint-Alban 2. Bien que les plaques entretoises de ces générateurs de vapeur soient en acier inoxydable, la DSIN a demandé à l'exploitant de vérifier que ces appareils ne sont pas dégradés. Le réacteur de Fessenheim 2 a été autorisé à rediverger pour un an le 13 juin 1995 après mise hors service, par bouchage à titre provisoire, d'une centaine de tubes sur chacun des générateurs de vapeur concernés. De plus un suivi en service particulier des fuites primaire/secondaire des générateurs de vapeur a été imposé par la DSIN. L'exploitant doit fournir, d'ici fin octobre 1995, les premiers résultats des analyses complémentaires demandées, ainsi que des propositions de réparation définitive de ces appareils à mettre en œuvre lors du prochain arrêt. Suite à cette découverte, l'exploitant a apporté une attention particulière à l'analyse des contrôles réalisés sur les autres réacteurs en cours d'arrêt. Ces contrôles ont permis de mettre en évidence des dégradations similaires de la plaque entretoise supérieure sur certains générateurs de vapeur des réacteurs de Saint Laurent B2, Dampierre 4 et Tricastin 2. Or, ces générateurs de vapeur n'ont jamais subi de lessivage chimique. Les inspections télévisuelles réalisées sur Saint-Laurent B2 montrent que, dans ce cas, la plaque entretoise est localement cassée. Ceci confirme que l'origine de cette dégradation est différente de celle observée sur Fessenheim 2. Par ailleurs, la relecture des enregistrements des contrôles précédents montre que cette dégradation était présente depuis de nombreuses années. Ce nouveau problème revêt donc un aspect générique pour les 18 réacteurs possédant des générateurs de vapeur de type 51A ou M équipés de plaques entretoises percées en acier ferritique, soit un tiers du parc. Sur les autres réacteurs du parc les générateurs de vapeur comportent des plaques entretoises en acier inoxydable de conception différente. Parmi les 18 réacteurs concernés : - 7 ont déjà été contrôlés et 4 d'entre eux précédemment cités sont affectés (Fessenheim 2, St Laurent B2, Dampierre 4, Tricastin 2), - 4 ne devraient pas être contrôlés avant 1996, - les résultats des 7 derniers seront connus d'ici fin octobre. L'exploitant poursuit ses investigations pour expliquer l'origine de cette dégradation et en apprécier les conséquences pour la sûreté. Il doit préciser à la DSIN d'ici fin août 95 les dispositions qu'il envisage sur les 4 réacteurs potentiellement concernés dont le prochain arrêt est seulement prévu en 1996. Le réacteur de Saint Laurent B2 a été autorisé

à rediverger le 21 juin 1995 pour un an après mise hors service des tubes concernés et mise en œuvre d'un suivi particulier en service des fuites primaire/secondaire des générateurs de vapeur. Les discussions sont en cours entre la DSIN et l'exploitant au sujet des conditions de réparations des générateurs de vapeur de Dampierre 4 et Tricastin 2 et des justifications à apporter.

Gravelines 1

Non respect des spécifications techniques d'exploitation ayant provoqué une dégradation de l'étanchéité de l'enceinte de confinement du réacteur 1. Le 19 juillet, alors que le réacteur était en puissance, l'exploitant a constaté qu'une vanne d'isolement de l'enceinte du réacteur était ouverte, ce qui n'est pas conforme aux spécifications techniques d'exploitation. Lors du précédent arrêt pour rechargement du réacteur, l'exploitant a ouvert les deux vannes d'isolement d'une canalisation en eau traversant l'enceinte, notamment pour des opérations de nettoyage à l'intérieur du bâtiment. Ces vannes auraient dû être refermées le 20 mai à l'issue de ces opérations. Aucune non-conformité n'a été décelée lors des contrôles de fermeture de ces vannes d'isolement avant le redémarrage du réacteur. L'ouverture d'une des vannes a été découverte lors d'un contrôle ultérieur alors que le réacteur était en puissance. D'après l'exploitant, cette anomalie est due à une lacune d'organisation. Dégradation de l'étanchéité de l'enceinte de confinement.

Gravelines 3

Mauvaise insertion de grappes de commande sur le réacteur 3. Le lundi 14 août, alors que l'exploitant procédait à une remontée de la puissance du réacteur, certaines grappes de commande ont été insérées dans le cœur, à deux reprises, à un niveau inférieur à la limite imposée par les spécifications techniques d'exploitation. Dans le but d'arrêter rapidement le réacteur en cas de nécessité, il convient de maintenir certaines grappes à un niveau suffisant, d'une part, pour que leur chute puisse étouffer efficacement la réaction nucléaire, et, d'autre part, pour que les distributions de puissance dans le cœur utilisées dans les études de sûreté soient respectées. Dans le cas présent, par suite d'une préparation insuffisante, l'augmentation de puissance a provoqué l'insertion de ces grappes à deux reprises en dessous de la limite autorisée. Du fait du non respect des actions immédiates prescrites par un document de conduite, l'exploitant n'a remonté définitivement ces grappes au niveau autorisé qu'après environ 40 minutes. Non respect de la conduite à tenir en cas de sortie des limites et conditions d'exploitation et caractère répétitif sur le site. L'Autorité de sûreté nucléaire a demandé à EDF de se prononcer sur l'efficacité des mesures qui avaient été prises à la suite de l'incident générique de même nature découvert en juin 1994, et sur la nécessité d'engager des actions complémentaires.

Gravelines 4

Concentration insuffisante en bore d'un réservoir du circuit d'injection de sécurité sur le réacteur 4. Le 11 avril, alors que le réacteur était en puissance, l'exploitant a constaté que la concentration en bore d'un des 3 accumulateurs du circuit d'injection de sécurité était inférieure à la limite minimum imposée par les spécifications techniques d'exploitation. L'exploitant a aussitôt essayé de réajuster la concentration en bore requise mais n'a pu le faire dans le délai imparti par les spécifications techniques d'exploitation. Si la concentration en bore est trop faible vis-à-vis des exigences des spécifications techniques d'exploitation, l'exploitant a 6 heures pour la réajuster ; en cas d'échec, il doit arrêter le réacteur. Les actions engagées par l'exploitant n'ont pas permis de respecter ce délai de 6 heures : la concentration en bore requise n'a été retrouvée que 30 minutes après expiration du délai.

GRAVELINES (Nord)

Rupture d'une petite tuyauterie sur le circuit de refroidissement à l'arrêt du réacteur 5. A la suite de la détection d'une fuite sur le circuit de refroidissement du réacteur 5 de Gravelines, actuellement à l'arrêt pour rechargement, l'exploitant a publié le 22 septembre le communiqué de presse suivant : "Une rupture de tuyauterie de faible diamètre a été détectée le 21 septembre en fin de journée dans le bâtiment réacteur de la tranche 5, actuellement à l'arrêt pour rechargement. Cette rupture qui se situe sur un circuit de refroidissement entraîne un écoulement d'eau d'un débit de 10 m³/h. Cet écoulement est collecté. Un autre circuit prévu à cet effet permet de compenser en totalité l'écoulement, qui ne présente pas de risque car il se situe dans l'enceinte de confinement. Les interventions sont en cours pour réparer cette tuyauterie. Cet événement est classé niveau 1 sur l'échelle internationale INES, qui en comporte 7". Le circuit, sur lequel est située la fuite, assure, lors des phases d'arrêt des réacteurs, la circulation et un niveau d'eau minimal dans le circuit primaire, afin d'assurer le refroidissement du combustible présent dans le cœur du réacteur. Selon les informations actuellement obtenues, la raison de la rupture de la tuyauterie n'est pas déterminée. L'exploitant a procédé, dans un premier temps, au colmatage de la fuite puis à la réparation définitive. Une réunion technique s'est tenue sur le site le jour même de l'incident avec la participation d'un représentant de l'Autorité de Sûreté. De manière plus générale, cet incident souligne à nouveau la nécessité d'examiner de manière plus approfondie les risques liés aux défaillances des circuits importants pour la sûreté. L'Autorité de Sûreté avait d'ailleurs récemment insisté sur ce point auprès d'EDF et notamment à la suite de l'inspection. Dans l'attente d'une analyse approfondie sur les causes réelles de l'incident, cet incident a été à ce jour classé au niveau 1 de l'échelle internationale des événements nucléaires INES.

Gravelines 6

Baisse intempestive du niveau d'eau primaire dans la cuve du réacteur 6. Le 11 juin, alors que le réacteur était à l'arrêt pour rechargement en combustible et que celui-ci était achevé, le niveau d'eau dans la cuve a été baissé au delà de la limite autorisée par les spécifications techniques d'exploitation. Le 11 juin, lors d'une telle montée du niveau d'eau, la vidange a été correctement enclenchée, mais un défaut de vigilance a conduit l'opérateur à interrompre un peu tardivement cette vidange, ce qui a provoqué la baisse du niveau de l'eau au dessous du minimum requis. Dès la découverte de l'anomalie, un appoint a été effectué afin de remonter le niveau d'eau dans le circuit primaire. Un incident similaire s'est déjà produit le 27 juillet 1993 sur le réacteur 5. Défaut de vigilance de l'exploitant et renouvellement de cet incident sur le site de Gravelines.

Gravelines 6

Procédure inadéquate ayant engendré une indisponibilité du circuit d'injection de sécurité sous basse pression du réacteur 6. Le 16 juin, alors que le réacteur était à l'arrêt pour rechargement en combustible et que celui-ci était achevé, l'exploitant a constaté que le circuit d'injection de sécurité sous basse pression était indisponible depuis le 14 juin, ce qui n'est pas conforme aux spécifications techniques d'exploitation. Le 14 juin, afin de procéder à des essais sur le circuit d'injection de sécurité, l'exploitant a fermé les deux robinets d'isolement, conformément à la procédure utilisée pour ces essais. Des lacunes dans cette procédure l'ont conduit à ne pas réouvrir ces robinets à l'issue des essais, ce qui a ainsi rendu indisponibles les deux voies du circuit d'injection de sécurité. Le 16 juin, lors des opérations de remise en configuration d'exploitation du circuit d'injection de sécurité, l'exploitant a constaté que les robinets étaient fermés et les a immédiatement réouverts.

Gravelines 6

Indisponibilité du groupe électrogène d'ultime secours du réacteur 6 Le mercredi 13 septembre, alors que le réacteur était en fonctionnement, l'exploitant a rendu indisponible pour maintenance l'un des deux transformateurs de secours alors que le groupe électrogène d'ultime secours n'était pas disponible pour ce réacteur, contrairement aux spécifications techniques d'exploitation. Dès la découverte de l'indisponibilité du groupe électrogène d'ultime secours, due à une erreur d'organisation, l'exploitant a entrepris la remise sous tension du transformateur de secours. Mais celle-ci n'a pas pu être effectuée dans les délais requis par les spécifications techniques d'exploitation. Non-respect de la conduite à tenir en cas de sortie des limites et conditions d'exploitation.

St-Laurent B2

Non fermeture de deux vannes du circuit primaire sur le réacteur B2. Le 25 avril, le réacteur B2 étant dans la phase préparatoire à sa mise à l'arrêt pour maintenance et rechargement en combustible, l'exploitant a constaté que deux vannes appartenant à un circuit annexe du circuit primaire principal ne répondaient pas à l'ordre de fermeture envoyé de la salle de commande. Plusieurs circuits hydrauliques annexes sont branchés sur le circuit primaire principal ; ces circuits sont munis de vannes manoeuvrables à partir de la salle de commande. Un de ces circuits est utilisé pour injecter de l'eau sous pression entre l'arbre de chacune des pompes primaires et les paliers qui le supportent, pour former un "joint dynamique" qui assure à la fois l'étanchéité de la pompe et la lubrification du palier. Au cours des manoeuvres de mise à l'arrêt du réacteur, l'exploitant a constaté que deux vannes, situées sur les lignes de retour des circuits d'injection aux joints des trois pompes primaires, ne répondaient pas à l'ordre de fermeture. En fonctionnement normal, ces vannes sont ouvertes ; leur fermeture automatique est prévue en cas d'incident entraînant la détérioration du joint. Dans ce cas, les vannes incriminées ne se seraient pas fermées, ce qui aurait entraîné une fuite d'eau du circuit primaire de l'ordre du mètre cube par heure dans le bâtiment du réacteur, et la mise en route des systèmes de sauvegarde du réacteur. Cet incident est dû à un mauvais réglage des vannes. Une enquête est en cours pour en déterminer l'origine. Le réglage correct des vannes défaillantes a été immédiatement effectué, et leur fonctionnement à la suite de ce réglage a été vérifié. Un incident presque identique s'était produit le 11 juillet 1994 sur le réacteur B1 de la même centrale. L'analyse menée par la centrale à la suite de cet incident l'avait conduite à préconiser des contrôles complémentaires de la manoeuvrabilité de ces vannes à la fin des arrêts pour maintenance et rechargement juste avant redémarrage du réacteur. En effet, au cours d'un tel arrêt, les vannes peuvent être manoeuvrées manuellement de nombreuses fois, ce qui a pour effet de les dérégler pour le fonctionnement ultérieur automatique. Ces contrôles n'avaient pu être effectués sur le réacteur B2, qui ne s'était encore jamais trouvé dans un état propice depuis la découverte du problème sur le réacteur B1. Par ailleurs, des problèmes de réglage de vannes ayant le même type de causes et des conséquences similaires sont apparus à plusieurs reprises sur des réacteurs du parc nucléaire. En avril 1995, la DSIN a écrit à la direction du parc nucléaire d'Électricité de France pour lui demander de prendre des mesures en vue de prévenir ce genre d'incidents.

Tricastin 1

Anomalie générique du verrouillage du branchement des moteurs des pompes du circuit de réfrigération du réacteur à l'arrêt En décembre 1994, à l'occasion de l'arrêt pour visite partielle et rechargement en combustible du réacteur 1 de Tricastin, l'exploitant a informé l'Autorité de sûreté d'une anomalie

au niveau du verrouillage du branchement électrique des moteurs des pompes du circuit de réfrigération du réacteur à l'arrêt (RRA). Tous les sites sont potentiellement concernés par cette anomalie à l'exception de ceux de Fessenheim et Bugey, où les dispositifs de raccordement sont différents. A ce jour, 70 moteurs ont été contrôlés sur 35 réacteurs : 13 possèdent un dispositif de verrouillage conforme, 2 possèdent un dispositif de verrouillage présentant une anomalie mineure, 21 sont munis d'un mauvais dispositif de verrouillage, et 34 n'en ont pas. Dans la plupart des cas, les moteurs des deux voies redondantes du circuit RRA sont concernés. Compte tenu du fait que le circuit RRA n'est pas le seul circuit permettant de refroidir le cœur après un accident, et que le branchement des moteurs des pompes du circuit RRA n'est pas affecté en situation normale, cet incident n'a pas de conséquence sur la sûreté des réacteurs.

Tricastin 1

Indisponibilité du circuit d'appoint en eau borée du réacteur 1. Le vendredi 23 juin 1995, alors que le réacteur était en puissance, au cours d'une manœuvre normale d'exploitation, le circuit d'appoint en eau borée du réacteur s'est révélé indisponible, ce qui est contraire aux Spécifications Techniques d'Exploitation. L'indisponibilité du circuit d'appoint en eau borée était due à deux vannes manuelles qui ont été laissées fermées après une opération de maintenance, empêchant ainsi les pompes de refouler l'eau borée. Dès la découverte de l'incident, le circuit a été remis en service. Un autre système dit "d'injection de sécurité", permettant l'introduction rapide d'eau borée en situation accidentelle, est toujours resté disponible. Incident analogue était déjà survenu sur le réacteur 2 de Tricastin le 11 avril 1994. Mauvaise prise en compte du retour d'expérience du premier incident.

Tricastin 2

Vidange non contrôlée du circuit primaire conduisant à une baisse du niveau d'eau dans la cuve du réacteur 2. Le 4 juillet, alors que le réacteur était à l'arrêt pour rechargement en combustible et que le rechargement était achevé, le niveau d'eau dans la cuve a été baissé au delà de la limite autorisée par les spécifications techniques d'exploitation. Lors des opérations de remise en configuration d'exploitation du circuit primaire, l'exploitant est amené à injecter de l'eau borée dans les joints des pompes primaires. Ceci entraîne une montée régulière du niveau d'eau du circuit primaire et nécessite des vidanges périodiques de ce surplus d'eau. Le niveau d'eau doit cependant rester au dessus d'une certaine limite. Le respect de cette limite est une des garanties du bon fonctionnement des pompes de refroidissement du combustible. Le 4 juillet, la vidange a été correctement enclenchée, mais un défaut de vigilance, associé à l'inhibition d'une alarme qui aurait dû signaler le niveau bas, a conduit l'opérateur à interrompre tardivement cette vidange, ce qui a fait baisser le niveau de l'eau au dessous du minimum requis. Dès la découverte de l'anomalie, un appoint a été effectué afin de remonter le niveau d'eau dans le circuit primaire. Cet incident n'a eu aucune conséquence sur la sûreté de l'exploitation. Défaut de vigilance de l'exploitant.

Tricastin 3

Erreur de réacteur lors de la réalisation d'un essai de permutation d'alimentations électriques sur le réacteur 3. Le mardi 15 août, alors que le réacteur 3 était à l'arrêt pour rechargement en combustible, un essai de permutation d'alimentation électrique programmé sur ce réacteur a été réalisé par erreur sur le réacteur 4. L'essai périodique programmé le 15 août visait à s'assurer de la possibilité d'alimenter en électricité une partie des équipements nécessaires au fonctionnement du réacteur 3 par l'une ou l'autre des lignes extérieures. La réalisation, par inattention, de cet essai sur le réacteur 4, qui fonctionnait alors en puissance, a provoqué normalement le démarrage préventif de l'un de ses groupes électrogènes de secours. L'anomalie a été immédiatement détectée et les alimentations électriques du réacteur 4 ont été rétablies sans délai dans leur configuration normale d'exploitation. Mise en service intempestive d'un système de sauvegarde, et caractère répétitif de ce type d'anomalie sur le site du Tricastin.

Tricastin 4

Insertion excessive de grappes de commande pendant le passage à l'arrêt du réacteur 4. Le 5 mars, alors que l'exploitant procédait à l'arrêt du réacteur, un groupe de grappes de commande a été inséré complètement dans le cœur, pendant plus de 12 heures. Lors de l'incident, la concentration en bore était conforme aux spécifications, à la différence de la position des grappes. En raison du non-respect des spécifications techniques d'exploitation pendant une durée significative, et d'un manque de surveillance de la part des équipes de pilotage, cet incident est classé, à la demande de l'Autorité de sûreté, au niveau 1 de l'échelle internationale des événements nucléaires INES. Une inspection est menée afin de préciser les circonstances de cet incident, et notamment les conditions du respect des spécifications dans les phases normales de pilotage. Ce dernier point avait déjà été mis en cause lors de l'incident du 3 juin 1994, qui, du fait de son caractère générique, avait été classé au niveau 2 de l'échelle INES.

Tricastin 4

Non-respect volontaire des spécifications techniques d'exploitation (STE) lors des opérations de redémarrage du réacteur 4. Le 19 avril, alors que le réacteur était en phase de redémarrage à plus de 15 % de puissance nominale (PN), l'exploitant a effectué une montée en puissance avec une vitesse de 6 % pendant 1 heure environ (avec une pointe de 25 % de PN à l'heure pendant 10 minutes) alors que les STE inter-

disent après un rechargement ou toute manipulation de combustible de dépasser 3 % par heure. La puissance du cœur du réacteur ne doit pas augmenter trop rapidement pour ne pas dégrader les gaines des crayons qui entourent le combustible. L'équipe de conduite a forcé le système de montée en puissance de la turbine. Cette opération a conduit à une montée en puissance dans le cœur supérieure aux 3 % par heure requis par les STE. L'opérateur a rapidement stabilisé la puissance du cœur à l'aide des grappes de contrôle et a remis en conformité le système de régulation de la turbine. Compte tenu du faible niveau de puissance du réacteur et de la durée limitée du dépassement, cet incident n'a pas eu de conséquence du point de vue de la sûreté. Cet incident est à rapprocher d'incidents déjà survenus sur le parc et notamment sur le site (3 juin 94, 5 mars 95) et mettant en cause le respect des STE lors du pilotage.

Belleville 1

Mauvais réglage de la limite de puissance maximale du réacteur 1. Entre le 10 et le 29 mars, alors que le réacteur était en fonctionnement, le système destiné à éviter l'interaction entre les pastilles et la gaine des éléments combustibles du réacteur a été réglé de façon incorrecte. De fait, le contrôle et le réglage du seuil n'ont pas été réalisés entre le 10 et le 29 mars. Le seuil a donc été maintenu à une valeur légèrement trop élevée. Cet incident n'a eu aucune conséquence, le réacteur n'ayant, dans la réalité, pas dépassé le seuil qui aurait dû normalement lui être affecté. L'identification de l'écart n'a eu lieu que le 29 mars, au cours d'une investigation complémentaire initiée à la suite d'un incident de même nature à Penly

Belleville 1

Erreur sur une gamme de mesure d'activité du bâtiment du réacteur 1. Le 28 avril, le réacteur étant en puissance, l'exploitant a constaté que la retransmission en salle de commande de deux mesures redondantes de radioactivité (KRT) effectuées dans le bâtiment du réacteur ne couvrait pas la gamme d'activité initialement prévue. Le système KRT comprend 55 chaînes de mesure par paire de tranches. Il permet de surveiller les rejets radioactifs et les niveaux de radioactivité à l'intérieur des bâtiments et sur le site. L'exploitant a identifié l'anomalie de façon fortuite lors d'une intervention sur les chaînes. La gamme de mesure des enregistreurs des deux chaînes incriminées a été remise en conformité. L'exploitant a également vérifié que cette anomalie n'affectait pas l'autre tranche du site. L'anomalie est révélatrice d'une défaillance de mode commun.

Cattenom 1

Non-respect des limites liées à la répartition du flux neutronique dans le cœur du réacteur 1. Le mardi 22 août, alors que le réacteur était en puissance, l'exploitant a découvert que les limites de répartition du flux neutronique dans le cœur, définies dans les spécifications techniques d'exploitation, avaient été dépassées pendant plusieurs heures. Le samedi 19 août, lors d'une intervention sur une carte électronique du système de pilotage, des paramètres de surveillance du fonctionnement ont été modifiés involontairement. Aucune vérification de la conformité de ces paramètres n'a été réalisée après l'intervention. L'anomalie a été découverte au cours d'une autre intervention le 22 août. Les paramètres convenables ont été aussitôt réimplantés. L'analyse du fonctionnement du réacteur durant ces 4 jours a montré que les limites de répartition du flux neutronique dans le cœur avaient été dépassées pendant 12 heures. Par ailleurs, en cas de dépassement important de ce domaine, un arrêt automatique aurait été déclenché par le système de protection du réacteur. Non vérification des paramètres après intervention, signe d'une défaillance dans la culture de sûreté,.

Cattenom 1, 2, 3, 4

Inversion du montage d'un organe de robinetterie des réacteurs 1 à 4. Le 30 avril, le réacteur 4 étant en arrêt pour rechargement en combustible, l'exploitant a constaté une inversion du montage d'un détendeur du circuit de distribution d'air comprimé de régulation (SAR) du réacteur 4. Le circuit SAR a pour rôle d'alimenter en air comprimé divers organes de robinetterie importants pour la sûreté. Des réservoirs installés sur certaines parties de ce circuit viennent en secours de la distribution normale en air comprimé. Ils permettent notamment de rejoindre l'état de repli du réacteur en cas du cumul d'une rupture de tuyauterie vapeur et de perte de la distribution normale. Le détendeur incriminé est situé en sortie de l'une de ces réserves. L'exploitant a identifié l'anomalie lors de la mise en œuvre d'un nouvel essai périodique sur le circuit SAR du réacteur 4 et a corrigé cette dernière sur ce réacteur. Cette anomalie se présente également sur les autres réacteurs du site, actuellement en puissance. Ils seront remis en conformité dès le prochain arrêt. Cette anomalie ne remet, toutefois pas en cause le fonctionnement de l'alimentation en air de secours. Elle n'a donc pas eu de conséquence sur la sûreté de l'installation. Cependant, l'anomalie, non identifiée à l'origine par la procédure de montage, constitue un défaut de mode commun. Incident, potentiellement générique.

Cattenom 4

Démarrage automatique de l'injection de sécurité suite à un mauvais câblage de capteurs de température sur le réacteur 4. Le 19 mai, alors que le réacteur était en cours de montée en température en vue de son redémarrage après arrêt pour rechargement et visite partielle, les automatismes de protection du réacteur ont provoqué le démarrage de l'injection de sécurité. Le démarrage de ce système de sauvegarde est dû à une erreur de câblage de six capteurs de température réalisés pendant l'arrêt pour rechargement. Cette anomalie est consécutive à l'utilisation d'une procédure de câblage inadéquate. Les capteurs de tempé-

rature incriminés, censés mesurer la température du fluide primaire en divers points, n'ont pas détecté la montée en température du réacteur. Dès la découverte de l'anomalie, l'exploitant a remis en conformité le câblage de ces capteurs. Utilisation d'une procédure inadéquate induisant un défaut de mode commun.

Flamanville 1

Cumul d'indisponibilités de matériels importants pour la sûreté du réacteur 1. Le vendredi 24 août, alors que le réacteur était en cours de redémarrage, plusieurs matériels importants pour la sûreté ont été rendus indisponibles en même temps, sans que l'exploitant arrête le réacteur, ce qu'exigeaient pourtant les conditions d'une dérogation accordée par l'Autorité de sûreté nucléaire. Pour effectuer des réglages de capteurs de niveau d'eau du réacteur, l'exploitant avait en effet obtenu, de l'Autorité de sûreté nucléaire, l'autorisation d'arrêter momentanément les pompes du circuit primaire, qui assurent l'évacuation de la chaleur produite par le réacteur. Cette autorisation était donnée sous réserve que l'exploitant arrête immédiatement le réacteur en cas d'apparition de toute autre indisponibilité. Or, au cours de cette intervention, deux autres anomalies concernant des matériels importants pour la sûreté sont survenues : - la défaillance de l'un des capteurs de température du circuit primaire ; - l'insuffisance du volume d'eau dans le réservoir du circuit de refroidissement de la piscine du réacteur et de la piscine du stockage de combustible (dit "circuit PTR"), due à la mauvaise préparation d'une opération de transfert d'eau. Le capteur de température défaillant a été réparé dans des délais courts, mais non conformes à la dérogation. Malgré l'apparition d'une alarme, le niveau d'eau du circuit PTR n'a été rétabli qu'au bout de plus d'une heure, ce qui n'est pas conforme aux spécifications techniques d'exploitation. Non-respect de la conduite à tenir en cas de sortie des limites et conditions d'exploitation en partie fixées par une dérogation, caractéristique de lacunes de culture de sûreté.

Flamanville 1

Conduite inappropriée entraînant une variation brutale de réactivité au cours d'un essai périodique Le 9 septembre à 2 heures, le réacteur étant à puissance nucléaire nulle, un essai périodique de passage de l'alimentation normale des générateurs de vapeurs à l'alimentation de secours a été entrepris hors des conditions habituelles. Il en est résulté une variation de réactivité, et donc de puissance, qui a surpris les opérateurs. Ils l'ont accentuée par une levée intempestive des grappes de commande. Le circuit d'alimentation de secours en eau des générateurs de vapeur (circuit ASG) fournit à ces derniers, en cas de défaillance de l'alimentation principale (circuit ARE), l'eau nécessaire au refroidissement du réacteur. Il est également utilisé lors des périodes de démarrage et d'arrêt du réacteur. Les grappes de commande sont des groupes de tiges solidaires, mobiles, contenant une matière absorbant les neutrons, qui, suivant leur insertion dans le cœur du réacteur, permettent de contrôler la réaction nucléaire. L'essai en cause est habituellement effectué à une puissance nucléaire voisine de 2 %, sans que cela soit imposé par la règle d'essai périodique. Dans ces conditions, la variation de puissance absorbée dans le générateur de vapeur lors du passage d'un système alimentaire à l'autre est faible : le transitoire est peu prononcé. En l'occurrence, la puissance nucléaire étant nulle, le débit fourni par le circuit ASG s'est trouvé surabondant. Cet afflux d'eau froide a induit un refroidissement de 4°C de la chaudière, origine d'une première augmentation de puissance. Le cœur, par sa conception même, aurait après un transitoire de quelques minutes rétabli sa température. Mais les opérateurs, oubliant ce point et craignant les conséquences d'un refroidissement excessif, sont intervenus à contre temps. Ils ont levé les grappes de commande alors que du fait du refroidissement la réaction nucléaire se ravivait. Cela a accentué l'augmentation de puissance nucléaire qui a atteint 8 %. La chaudière a été stabilisée par les opérateurs au bout de six minutes à puissance nucléaire nulle. Compte tenu de la faible ampleur du transitoire, aucune des protections du réacteur n'a été sollicitée. Conduite inadéquate de la réactivité, caractéristique de lacunes de culture de sûreté. La centrale va lancer un programme de formation des opérateurs à partir d'incidents affectant la fonction réactivité.

Flamanville 2

Arrêt momentané de l'un des deux ventilateurs du circuit de filtration d'iode de l'espace entre enceintes du réacteur 2. Le mercredi 2 août, alors que le réacteur était en puissance, l'exploitant a rendu indisponible l'un des deux ventilateurs du circuit d'isolement de l'espace entre enceintes (EDE) pendant 1h30 pour réaliser une opération de maintenance, ce qui n'est pas conforme aux nouvelles spécifications techniques d'exploitation. Il est constitué de 3 files montées en parallèles. Deux de ces files, redondantes, sont destinées à la ventilation et à la filtration de l'iode en cas d'accident. L'autre file, en service permanent, permet d'avoir la dépression requise à tout instant. L'anomalie provient du fait qu'une modification des spécifications techniques d'exploitation concernant le système de filtration d'iode de l'espace entre enceintes n'avait pas été introduite dans le système informatique de gestion de la maintenance. Cette erreur n'a, en outre, pas été détectée au cours de la préparation de l'intervention. Le ventilateur a été rendu disponible dès la détection de l'anomalie. Par ailleurs, l'exploitant vérifie la mise à jour du système informatique de gestion de la maintenance. Défaillance du processus d'assurance de la qualité.

Nogent 2

Fissuration au niveau d'un branchement de petit diamètre du circuit d'aspersion dans l'enceinte du réacteur 2. Le jeudi 8 juin, alors que le réacteur était à l'arrêt, l'exploitant a détecté une fissure non tra-

versante sur un branchement de petit diamètre de l'une des deux voies redondantes du circuit d'aspersion dans l'enceinte. Ce circuit sert, en cas d'accident, à diminuer la pression et la température dans l'enceinte par aspersion d'eau pulvérisée et à éliminer l'iode radioactif de l'atmosphère de l'enceinte au moyen de soude injectée dans cette eau. Un incident identique, sur le même branchement, avait été détecté sur les deux réacteurs de Belleville en novembre 1994. A la suite de la découverte de cette anomalie identifiée comme étant due à de la fatigue vibratoire, les services centraux d'EDF avaient demandé aux responsables des 12 réacteurs de même conception de contrôler ces branchements chaque fois que le système d'aspersion dans l'enceinte était sollicité, notamment à l'occasion des essais périodiques. Lors du contrôle effectué après l'essai périodique réalisé sur ce système en février 1995, l'exploitant n'avait relevé aucune fissure. A l'issue de l'essai périodique suivant, en avril 1995, l'exploitant a omis de contrôler le branchement concerné. La fissure a été détectée lors de l'essai suivant, en juin 1995. Cet oubli prend une importance particulière du fait du caractère générique des fissures relevées sur ces branchements. Insuffisance de culture de sûreté

Paluel 1

Intervention ayant entraîné la mise en service de systèmes de sauvegarde du réacteur 1. Le mercredi 3 mai, alors que le réacteur était en arrêt pour visite partielle et rechargement en combustible, une intervention sur des capteurs de pression de l'enceinte a provoqué l'ordre de mise en service de systèmes de sauvegarde du réacteur. En effet, l'exploitant est intervenu simultanément sur 2 des 4 capteurs de pression dans le cadre d'une modification destinée à mettre en place du matériel qualifié aux conditions accidentelles. Le débranchement de deux capteurs sur quatre a, par défaut, entraîné un signal identique à celui d'une très haute pression dans l'enceinte ; ceci a logiquement entraîné le démarrage des systèmes de sauvegarde assurant le refroidissement et le contrôle de la réactivité du cœur, le confinement de l'enceinte, et le secours électrique. L'exploitant a aussitôt rebranché les capteurs, et appliqué les consignes permettant de revenir dans un état normal. Cet incident n'a eu aucune conséquence sur la sûreté. Bien que les causes exactes de la mauvaise réalisation de l'intervention ne soient pas encore totalement élucidées, l'incident révèle une lacune dans la culture de sûreté.

Paluel 1

Ouverture de deux soupapes de protection d'un générateur de vapeur du réacteur 1. Le dimanche 18 juin, alors que le réacteur était en cours de redémarrage, deux soupapes de sûreté d'un générateur de vapeur se sont ouvertes, provoquant ainsi un refroidissement du fluide primaire. Elles ont été refermées par action manuelle du personnel de conduite. Lors d'un essai programmé nécessitant l'arrêt des pompes primaires, afin d'éviter un refroidissement excessif du fluide primaire qui aurait entraîné le déclenchement des protections du réacteur, l'exploitant a augmenté la température du fluide primaire à 2°C. Ceci a conduit à une montée de pression dans le circuit secondaire et à l'ouverture de deux soupapes de sûreté. Conséquences potentielles d'une non fermeture de ces soupapes.

Paluel 4

Niveau insuffisant de la réserve d'eau de l'alimentation de secours des générateurs de vapeur du réacteur 4. Le samedi 27 mai, le réacteur étant à l'arrêt, le niveau d'eau du réservoir d'alimentation de secours des générateurs de vapeur est resté inférieur au niveau requis pendant 6 heures, alors que les spécifications techniques d'exploitation demandent que des actions correctives soient entreprises dans un délai de 2 heures. Le niveau d'eau était insuffisant à cause d'une défaillance du système normal de remplissage et de l'indisponibilité d'un système d'appoint. L'équipe de conduite n'a pas détecté cette anomalie car elle n'a pas lu complètement les nouvelles spécifications techniques d'exploitation (STE) récemment mises en place sur le site. Or, ces nouvelles STE sont plus contraignantes que les anciennes sur le niveau minimum requis pour ce réservoir. L'équipe de quart suivante s'en est aperçu et a rétabli le niveau d'eau en utilisant un moyen d'appoint d'un réacteur voisin. Manque de culture de sûreté de l'équipe de conduite.

Penly 1

Mauvais réglage de la limite de puissance maximale du réacteur 1. Le dimanche 15 janvier, alors que le réacteur 1 était en fonctionnement, le système destiné à éviter l'interaction entre les pastilles et la gaine des éléments combustibles du réacteur a été réglé de façon incorrecte. L'importance du gonflement dépend de la puissance fournie par le réacteur. Pour éviter l'interaction pastille/gaine, un automatisme limite à un certain seuil la puissance maximale fournie par le réacteur. Le réglage de ce seuil est réalisé manuellement, chaque semaine, à partir des calculs de l'évolution antérieure du cœur. Suite à une erreur de frappe dans l'ordre d'intervention destiné au service concerné (confusion entre le réacteur 1 et le réacteur 2), le seuil d'interaction pastille/gaine s'est trouvé réglé à une valeur trop élevée sur le réacteur 1 et trop basse sur le réacteur 2. Le réglage de la semaine suivante a rétabli une situation normale sur le réacteur 1, le réacteur 2 ayant été par ailleurs arrêté dans l'intervalle. L'anomalie a donc duré une semaine. L'identification de l'erreur n'a eu lieu que le 27 février par une analyse rétrospective de la documentation concernée, et a fait l'objet d'une déclaration à l'autorité de sûreté.

Penly 1

Non respect des conditions d'une dérogation aux spécifications techniques d'exploitation du réacteur 1. Le 29 juillet, alors que le réacteur était en phase de redémarrage, l'exploitant n'a pas respecté pendant 7 heures les conditions de la dérogation aux spécifications techniques d'exploitation concernant les soupapes de sûreté des générateurs de vapeur en rendant indisponible l'un des échangeurs du circuit de refroidissement intermédiaire du réacteur pour le nettoyer. Des dérogations assorties de conditions strictes peuvent lui être accordées pour intervenir sur des matériels importants pour la sûreté. A Penly, suite à une intervention sur les soupapes de sûreté des générateurs de vapeur, l'exploitant avait été autorisé par dérogation à entamer le redémarrage du réacteur sans que le tarage des soupapes ait été contrôlé. Mais cette dérogation ne permettait pas d'engager des opérations telles que le nettoyage de l'échangeur du circuit de refroidissement intermédiaire du réacteur. Dès la détection de cette anomalie due à un défaut d'organisation, l'exploitant a remis le réacteur dans un état conforme aux spécifications techniques d'exploitation.

Penly 1

Mauvais réglage de seuils du système de protection du réacteur 1. Le samedi 25 août, alors que le réacteur était en puissance, l'exploitant a constaté que deux seuils de protection contre les flux nucléaires élevés pendant l'arrêt et le redémarrage du réacteur étaient réglés à des valeurs supérieures à celles exigées par les spécifications techniques d'exploitation. Le 12 août, alors que le réacteur était déjà en puissance, une erreur humaine a engendré un mauvais réglage de deux seuils des chaînes intermédiaires. L'erreur n'a été détectée que le 25 août, lors de l'examen des comptes rendus d'intervention. Dès la découverte de l'anomalie, et après confirmation du mauvais réglage par des relevés complémentaires, les seuils ont été remis en conformité. Dégradation partielle d'une fonction de sûreté.

Penly 2

Utilisation de graisse inadaptée pour la lubrification de vannes de circuits annexes du circuit primaire du réacteur 2. Lors d'une visite technique effectuée fin janvier, l'exploitant de Penly a constaté que 14 vannes appartenant à des circuits annexes du circuit primaire du réacteur 2 avaient été lubrifiées avec une graisse inadaptée lors du dernier arrêt pour maintenance et rechargement du combustible. L'erreur commise n'a aucun impact sur le fonctionnement du réacteur en conditions normales, mais il y a un risque que le fonctionnement des vannes incriminées ne soit pas totalement satisfaisant dans la phase la plus critique d'un accident hypothétique pris en compte dans l'analyse de sûreté des réacteurs. Cette erreur, qui remontait au mois d'octobre 1994, résulte d'un défaut d'organisation des activités de sous-traitance. L'exploitant propose de remettre le matériel incriminé en conformité lors du prochain arrêt programmé, qui aura lieu en fin d'année. Une analyse est en cours pour déterminer s'il est nécessaire de raccourcir ce délai.

Penly 2

Indisponibilité de deux vannes de circuits annexes du circuit primaire du réacteur 2. Le 3 mars, lors d'opérations de mise à l'arrêt du réacteur, deux vannes, appartenant à des circuits annexes du circuit primaire de ce réacteur, n'ont pas pu être ouvertes depuis la salle de commande. Après examen de ces vannes, l'exploitant a constaté que le réglage de leur système de manœuvre était mauvais. Après avoir été actionnées localement, les 2 vannes sont redevenues disponibles depuis la salle de commande. Les 2 vannes défectueuses font partie d'un ensemble de 31 vannes sur lesquelles une modification a été effectuée lors du dernier arrêt pour entretien du réacteur en octobre 1994. La vérification du bon fonctionnement de ces vannes après intervention n'avait alors pas été correctement effectuée par le prestataire chargé de cette modification. Aussitôt après la découverte de l'incident, l'exploitant a engagé une campagne de contrôle de l'ensemble des vannes ayant subi la modification. Sur les 31 vannes modifiées, 23 étaient mal réglées. Le réglage correct de ces vannes a été rétabli aussitôt. Le 9 mars, la DSIN a demandé à l'exploitant de préciser l'impact du mauvais réglage des vannes sur le fonctionnement du réacteur en cas d'accident. Elle lui a également demandé de vérifier l'état des vannes analogues sur l'ensemble du parc, ainsi que l'habilitation du prestataire à l'origine de l'incident.

Penly 2

Décompression du bâtiment du réacteur 1 avec indisponibilité du système d'arrêt automatique de cette opération en cas de radioactivité anormale. Le lundi 7 août, le réacteur étant en fonctionnement, de l'air du bâtiment du réacteur a été rejeté à l'atmosphère alors que le système de contrôle destiné à arrêter automatiquement un tel rejet en cas de détection de radioactivité anormale était indisponible, ce qui n'est pas conforme aux spécifications techniques d'exploitation. Si une radioactivité anormale est détectée, le circuit se ferme automatiquement. Le 11 août, l'exploitant a découvert que les vannes permettant la circulation de l'air dans le circuit de contrôle de la radioactivité du bâtiment du réacteur étaient fermées, rendant ainsi indisponibles à la fois le contrôle de la radioactivité et le système de fermeture automatique du circuit de rejet. Après investigation, l'exploitant a établi que les vannes avaient été fermées le 2 août pour une intervention de maintenance sur le circuit. Dès la détection de l'anomalie, l'exploitant a ouvert les vannes incriminées. A ce jour, l'analyse n'a permis de déterminer ni les causes de la non réouverture des vannes, ni celles du non fonctionnement de l'alarme d'indisponibilité du circuit de contrôle de la radioactivité.

St-Alban 1

Réalisation d'opérations de manutention de combustible sans mise en service de la ventilation du bâtiment de stockage du combustible sur le réacteur 1. Le 13 mai, alors que le réacteur était à l'arrêt, le cœur intégralement stocké dans la piscine du bâtiment combustible, l'exploitant a constaté que, pendant environ 3 heures, des opérations de manutention de combustible avaient été réalisées dans ce bâtiment sans que la ventilation ait été mise en service, contrairement aux spécifications techniques d'exploitation. Le 13 mai, au cours d'une intervention sur l'alimentation de la voie B rendant indisponible le ventilateur correspondant, le second ventilateur n'a pas été mis en service lors des opérations de manutention de combustible. L'anomalie résulte d'une défaillance de communication entre les opérateurs.

St-Alban 1

Non-respect des procédures concernant la mesure du niveau d'eau dans la cuve du réacteur 1. Le 23 mai, alors que le réacteur était à l'arrêt pour visite partielle et rechargement en combustible, les spécifications techniques d'exploitation concernant la mesure du niveau d'eau dans la cuve n'ont pas été respectées. Dans l'état où se trouvait le réacteur, les deux capteurs de mesure doivent être disponibles afin de suivre en permanence le niveau d'eau dans la cuve. Cette disposition figure dans les spécifications techniques d'exploitation. Le programme d'arrêt prévoyait de modifier les deux capteurs, les rendant ainsi indisponibles, et de vérifier leur disponibilité lors du redémarrage. L'exploitant aurait dû justifier l'indisponibilité des capteurs après la modification et demander une dérogation aux spécifications techniques d'exploitation auprès de la direction de la sûreté des installations nucléaires. L'anomalie résulte d'une défaillance dans l'analyse de l'impact de la modification menée par l'exploitant. Elle a été découverte au cours d'une réunion avec la direction régionale de la recherche, de l'industrie et de l'environnement Rhône-Alpes. La demande d'autorisation a été immédiatement formulée à la DSIN.

St-Alban 2

Mauvaise maîtrise des effluents radioactifs gazeux sur le réacteur 2 Le 13 janvier 1995, l'exploitant a constaté qu'un réservoir de stockage d'effluents gazeux s'était partiellement vidé. Aucune radioactivité anormale n'a été mesurée à la cheminée du réacteur, destinée à canaliser les rejets gazeux dans l'environnement. Comme le prévoient les procédures, la pression de stockage du réservoir concerné était surveillée quotidiennement. Mais la lente baisse de pression observée depuis le 29 septembre 1994 n'avait pas été interprétée comme une anomalie. Le 12 décembre, un opérateur constatant cette baisse de pression l'a attribuée à des transferts entre réservoirs. L'existence d'une fuite n'a été formellement identifiée que le 13 janvier 1995. L'exploitant n'a pas constaté d'élévation de la radioactivité mesurée à la cheminée susceptible de correspondre à un rejet incontrôlé. Il procède à des investigations pour déterminer la localisation de la fuite et la destination des effluents.

Chooz 1

Pollution de la piscine de stockage du combustible du réacteur 1. Le 18 juillet, les ministres chargés de l'Environnement et de l'Industrie ont autorisé EDF à permuter les assemblages combustibles destinés aux tranches 1 et 2 afin de pouvoir charger le combustible prévu pour le réacteur 2 dans le réacteur 1. Cette demande a été formulée après l'analyse détaillée d'un incident de pollution de la piscine de stockage du combustible du réacteur 1. Cet incident, datant du 5 avril 1995, s'est produit à l'occasion d'une opération de nettoyage du toit du bâtiment combustible du réacteur 1 : de l'eau sale s'est écoulée dans le bâtiment, et notamment dans la piscine de stockage qui contenait le combustible neuf destiné au chargement du réacteur 1. Une jonction inétanche entre toit et tuyauteries de descente d'eaux pluviales et un défaut de conception dans le parcours des tuyauteries, qui circulent à l'intérieur du bâtiment, expliquent cet incident. L'exploitant a entrepris immédiatement la remise en état des matériels aspergés, et des ponts de manutention du combustible situés au-dessus de la piscine de stockage, le nettoyage de la piscine elle-même et la pose d'un joint si icône à la jonction entre tuyauteries et toit. L'exploitant s'est engagé à revoir le parcours des tuyauteries concernées. Le nettoyage des éléments combustibles stockés dans la piscine nécessitait le développement d'un outillage spécifique ne permettant pas d'envisager le chargement de ce combustible dans le réacteur avant le mois d'octobre 1995. Par ailleurs, **une oxydation a été détectée sur une dizaine de grappes** situées à l'intérieur des éléments combustibles. Les premières expertises fournies à la DSIN montrent qu'il s'agit d'une oxydation superficielle, déjà rencontrée sur des grappes de commande ayant fonctionné plusieurs cycles dans d'autres centrales sans qu'aucun problème particulier n'ait été mis en évidence.

INFO MENSUELLES RÉACTEURS

DAYA BAY (Chine)

Anomalie de temps de chute de grappes de commande sur les deux réacteurs.

La centrale de Daya Bay (appelée aussi Guang Dong) comprend deux réacteurs à eau sous pression de 940 MWe, de fabrication française, mis en service en 1993, et présentant une forte analogie avec les réacteurs 5 et 6 de la centrale de Gravelines. En février 1995, lors des essais de redémarrage du réacteur 1 après arrêt pour rechargement en combustible, l'exploitant de la centrale de Daya Bay s'est aperçu que 7 des 53 grappes de commande chutaient dans le cœur en un temps supérieur au critère de sûreté spécifié par les règles générales d'exploitation. Les grappes de commande sont des groupes de tiges solidaires, mobiles, contenant une matière absorbant les neutrons qui, suivant leur insertion dans le cœur du réacteur, permettent de contrôler la réaction nucléaire. En cas d'arrêt d'urgence du réacteur, toutes les grappes de commande doivent s'insérer dans le cœur en un temps donné afin de stopper la réaction en chaîne. A la suite de la découverte de cette anomalie, l'exploitant chinois a décidé de maintenir la tranche à l'arrêt et de mener avec le constructeur des investigations visant, d'une part, à comprendre le phénomène et, d'autre part, à définir les conditions d'un éventuel redémarrage. En mars 1995, avant l'arrêt pour rechargement en combustible du réacteur 2, l'exploitant a réalisé un essai de chute des grappes de commande et s'est aperçu que le temps de chute de l'une d'entre elles dépassait légèrement le critère de temps spécifié dans les règles générales d'exploitation. Les investigations menées ont conclu que l'anomalie, présente sur les deux tranches, était principalement due à la conception des guides de grappes et à son impact sur l'écoulement du fluide primaire à l'intérieur de ceux-ci. L'Autorité de sûreté chinoise a autorisé l'exploitant à procéder à la redivergence du réacteur 2 le 19 mai. Sur le réacteur 1, des modifications ont été entreprises, notamment le remplacement des guides des sept grappes ayant des temps de chute supérieurs au critère de sûreté spécifié dans les règles générales d'exploitation, par des guides de grappes neufs, de conception traditionnelle, utilisés sur le parc français et qui ne sont pas susceptibles de présenter l'anomalie. A la suite de cette réparation provisoire, le réacteur a été autorisé à rediverger le 29 juin. Pour les deux tranches, l'exploitant a défini un programme de surveillance de temps de chute des grappes de commande basé sur des essais réguliers d'insertion de grappes sur de faibles hauteurs et des essais, moins fréquents, de chute. Ces essais visent à estimer le respect ou non du critère de sûreté de temps de chute spécifié dans les règles générales d'exploitation. Une réparation définitive, qui consistera dans le remplacement de tous les guides de grappes par des modèles de conception traditionnelle, est prévu pour la fin de l'année 1995 sur le réacteur 1 et courant 1996 sur le réacteur 2. L'anomalie a été classé au niveau 1 de l'échelle internationale des événements nucléaires par les autorités chinoises. Par ailleurs, des représentants de la DSIN accompagnés de représentants de l'IPSN se sont rendus sur place du 17 au 22 mai et du 18 au 26 juin 1995, à la demande de l'Autorité de sûreté chinoise, afin de participer à plusieurs réunions techniques concernant les deux tranches. A la suite de ces réunions, et après analyse des documents ramenés et transmis ultérieurement, l'Autorité de sûreté française a écrit à l'Autorité de sûreté chinoise à deux reprises, en juin et juillet 1995, pour lui faire part de ses recommandations sur ce problème et en particulier :

- de la nécessité de réaliser en priorité des essais de chute globale des grappes dans le cadre du programme de surveillance, afin de connaître avec précision l'évolution du phénomène,
- de poursuivre les investigations de façon à détecter d'éventuelles autres causes de l'anomalie. Ce type d'anomalie n'a pas été constaté sur les réacteurs français en exploitation dont le système de guidage des grappes de commande est différent. Par contre, le matériel concerné sur le site de Daya Bay est du même type que celui installé sur les réacteurs 1 et 2 de Chooz B, devant démarrer dans l'année.

En réponse à la demande de l'Autorité de sûreté, l'exploitant français s'est engagé à réaliser, sur ces réacteurs des modifications des guides de grappes, avant leur première divergence, afin de modifier l'écoulement du fluide primaire à l'intérieur de ceux-ci et retrouver une situation proche de celle des réacteurs des paliers précédents. Des essais sont actuellement en cours pour valider cette première modification. La solution définitive, qui sera mise en œuvre vraisemblablement au premier arrêt pour rechargement des réacteurs de Chooz B, consistera à remplacer les guides de grappes par des modèles identiques à ceux des réacteurs de 1300 MWe.

INFO MENSUELLES RÉACTEURS 1/7

Insertion de grappes de commande non conforme aux spécifications

Le 3 juin 1994, un incident classé au niveau 2 de l'échelle internationale de gravité s'était produit sur le réacteur 4 du site de Tricastin. Cet incident, décrit dans MAGNUC le 17 juin 1994, se caractérisait par l'insertion dans le cœur de certaines grappes de commande à un niveau inférieur à la limite imposée par les spécifications techniques d'exploitation. Parallèlement à l'analyse toujours en cours, EDF a entrepris, à la demande de la DSIN, des investigations sur tout le parc nucléaire. Celles-ci l'ont conduit à constater le caractère générique de cet incident, qui s'est produit sur les réacteurs de Bugey Fessenheim, Dampierre, Gravelines, Blayais, Chinon B, Saint-Laurent B, Cruas, Paluel, Saint-Alban, Flamanville, Nogent, Belleville, Cattenom, Penly et Golfech, le nombre d'occurrences pouvant atteindre plusieurs centaines. Par ailleurs, un incident similaire s'est à nouveau produit le 7 juillet, soit plus d'un mois après celui de Tricastin, sur le réacteur de Chinon B4. Il révèle que l'exploitant de Chinon n'a pas suffisamment renforcé sa vigilance après la découverte, largement commentée, de ce type de non-respect de spécifications techniques. Alors que le réacteur était en fin de cycle, une réduction de puissance suivie d'une augmentation rapide de puissance a conduit à l'insertion des grappes en dessous de la limite fixée par les spécifications techniques d'exploitation. L'équipe de conduite a décidé de ne pas prendre les mesures rapides que les procédures de conduite prescrivent dans cette situation. L'autorité de sûreté a effectué une inspection sur le site le 18 juillet. A cette occasion, les inspecteurs ont confirmé que les actions prescrites par les documents d'exploitation n'avaient pas été respectées. Ils ont également constaté que la méthode de remontée en puissance en fin de cycle, appliquée par l'exploitant de Chinon B4, favorise le dépassement des limites d'insertion des grappes. Cette méthode est aussi celle que prévoient les services centraux d'EDF. De plus, des insuffisances ont été notées concernant, d'une part, la communication entre l'équipe de conduite et sa hiérarchie, et, d'autre part, la formation des agents de conduite. Surtout, les mesures décidées par EDF à la demande de la DSIN à la suite de l'incident de Tricastin ont été insuffisamment appliquées par l'exploitant de Chinon B4. Du fait de leur répétition fréquente avant le mois de juin 1994, et de la mauvaise prise en compte à Chinon du retour d'expérience, tous ces incidents (y compris ceux de Tricastin 4 et de Chinon B4), sont collectivement classés au niveau 2 de l'échelle internationale des événements nucléaires INES. Le classement au niveau 2 de l'incident de Tricastin 4 est ainsi confirmé et étendu.