

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 intempesive 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