

2

ÉVALUATION GLOBALE DE LA SÛRETÉ ET DE LA RADIOPROTECTION DU PARC EN EXPLOITATION

2 ÉVALUATION GLOBALE DE LA SÛRETÉ ET DE LA RADIOPROTECTION DU PARC EN EXPLOITATION



© Arnaud BOUSSOU/METL-MEDDE/IRSN

Vue des aéroréfrigérants et des bâtiments des réacteurs de la centrale de Cattenom.

La manière d'exploiter un réacteur est un facteur déterminant pour assurer en permanence un niveau de sûreté et de radioprotection satisfaisant. Le suivi exercé par l'IRSN pour apprécier le niveau de sûreté et de radioprotection lors de l'exploitation des réacteurs du parc d'EDF comporte l'analyse d'un grand nombre de données issues du suivi permanent de l'exploitation de ces réacteurs.

Les données relatives aux événements et aux incidents qui affectent le parc, mais aussi des installations étrangères, constituent l'une des sources les plus riches d'enseignements. Pour obtenir une vue globale de la sûreté et de la radioprotection de l'exploitation, l'IRSN a développé des outils et des méthodes d'analyse du retour d'expérience, et notamment des indicateurs qu'il a lui-même établis (voir le » rapport public IRSN 2007, page 10*).

Ceux-ci contribuent à l'appréciation, pour chaque réacteur, mais aussi globalement pour le parc, des tendances et éventuelles dérives de la sûreté et de la radioprotection. Les deux chapitres qui suivent présentent les principaux enseignements que l'IRSN tire de son évaluation globale pour l'année 2013 en matière de sûreté et en matière de radioprotection.

(*) http://www.irsn.fr/FR/expertise/rapports_expertise/Documents/surete/IRSN_rapport_surete_du_parc_2007.pdf

LA SÛRETÉ DE L'EXPLOITATION : LES TENDANCES

En 2013, une légère diminution du nombre d'événements significatifs pour la sûreté a été constatée par rapport à 2012 (- 5 % environ) mais celui-ci reste supérieur au résultat de 2011. La mobilisation de l'ensemble des équipes d'EDF, notamment pour détecter les écarts au plus tôt, a pu contribuer à ce qu'aucun événement à fort impact sur la sûreté n'ait été à déplorer. L'IRSN s'est assuré que tous les événements significatifs avaient fait l'objet d'actions correctives immédiates adaptées et d'une analyse approfondie par l'exploitant.

L'IRSN souligne la diminution du nombre d'événements significatifs liés aux essais périodiques, qui témoigne d'une amélioration de l'organisation mise en place pour ces essais par l'exploitant. Toutefois, le renforcement des compétences, aussi bien dans le domaine de la maintenance que dans celui de la conduite, reste un objectif pour EDF, notamment vis-à-vis des événements liés à des défauts de pilotage du réacteur. Le renforcement des compétences dans les centrales nucléaires a fait l'objet d'une analyse approfondie de l'IRSN qui a notamment recommandé un renforcement de l'accompagnement des nouveaux arrivants par le personnel expérimenté.

Les exploitants des installations nucléaires de base doivent déclarer à l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) les événements relatifs à la sûreté, à la radioprotection, à l'environnement et aux transports, quarante-huit heures au plus tard après leur détection. Les événements dits "significatifs pour la sûreté" (ESS) sont les événements pouvant conduire à des conséquences notables pour la sûreté d'une installation. Les événements dits "significatifs pour la radioprotection" (ESR) sont les événements susceptibles de porter atteinte à la santé des personnes par exposition aux rayonnements ionisants. Les événements dits "significatifs pour l'environnement" (ESE) ou "significatifs pour les transports" (EST) ne sont pas traités dans le présent rapport.

L'analyse des événements significatifs entre dans le processus général d'examen du retour d'expérience de l'exploitation des centrales nucléaires.

Un événement significatif détecté fait l'objet d'une analyse détaillée par l'exploitant, menant à la définition puis à la mise en place de dispositions visant à éviter son renouvellement. La déclaration par EDF des événements significatifs répond à un souci de transparence mais permet également un partage du retour d'expérience entre les différents acteurs du nucléaire. Les événements significatifs font l'objet de discussions avec EDF et d'un examen par l'IRSN afin d'en tirer des enseignements à l'échelle nationale, voire à l'échelle internationale.

Le nombre d'événements significatifs pour la sûreté en légère baisse

Le nombre d'événements significatifs pour la sûreté (ESS) : quel sens donner à cet indicateur ?

Pour l'IRSN, le nombre annuel d'ESS ne constitue pas à lui seul une "image quantifiée" de la rigueur d'exploitation et les variations de ce nombre ne peuvent pas être directement reliées à une variation du "niveau de sûreté" qui serait meilleur ou moins bon qu'avant. Les ESS sont par contre le reflet de difficultés qu'il convient d'analyser et de comprendre pour trouver des pistes pertinentes d'amélioration de la sûreté des installations et de leur exploitation.

En 2013, 699 **Événements significatifs pour la sûreté (ESS)** ont été déclarés par EDF : ainsi, en moyenne, 12 ESS ont été déclarés pour chaque réacteur en 2013, contre un peu plus de 12,5 en 2012¹ et environ 11 en 2011. Une légère baisse du nombre d'ESS est donc constatée après une année 2012 marquée par une hausse par rapport à 2011. Globalement, sur ces cinq dernières années, l'IRSN n'observe pas d'évolution nette du nombre d'ESS déclarés. EDF a déployé,

(1) Il s'agit de données et de codage IRSN. Par ailleurs, les nombres d'ESS comptabilisés pour les années 2009, 2010, 2011 et 2012, représentés sur la figure 2.1 sont différents de ceux mentionnés dans le rapport public pour l'année 2012. En effet, une confusion concernant quelques ESS et ESR avait conduit à surestimer légèrement les nombres d'ESS mentionnés dans le rapport public précédent.

Les 10 critères de déclaration des événements significatifs pour la sûreté (ESS)

| | |
|--------|---|
| ESS 1 | Arrêt automatique du réacteur (AAR) |
| ESS 2 | Mise en service d'un des systèmes de sauvegarde |
| ESS 3 | Non-respect des spécifications techniques d'exploitation (STE) |
| ESS 4 | Agression interne ou externe |
| ESS 5 | Acte ou tentative d'acte de malveillance susceptible d'affecter la sûreté de l'installation |
| ESS 6 | Passage en état de repli en application des STE ou de procédures de conduite accidentelle à la suite d'un comportement imprévu de l'installation |
| ESS 7 | Événement ayant causé ou pouvant causer des défaillances multiples |
| ESS 8 | Événement ou anomalie spécifique au circuit primaire principal, au circuit secondaire principal ou aux appareils sous pression des circuits qui leur sont connectés, conduisant ou pouvant conduire à une condition de fonctionnement non prise en compte à la conception ou qui ne serait pas encadrée par les consignes d'exploitation existantes |
| ESS 9 | Anomalie de conception, de fabrication en usine, de montage sur site ou d'exploitation de l'installation concernant des matériels et des systèmes fonctionnels autres que ceux couverts par le critère 8, conduisant ou pouvant conduire à une condition de fonctionnement non prise en compte à la conception et qui ne serait pas couverte par les conditions de dimensionnement et les consignes d'exploitation existantes |
| ESS 10 | Tout autre événement susceptible d'affecter la sûreté de l'installation jugé significatif par l'exploitant ou par l'Autorité de sûreté nucléaire |

au cours de l'année 2012, une nouvelle méthode pour analyser de façon plus approfondie chaque ESS, en vue d'en tirer tous les enseignements en termes d'identification des causes et de définition des actions correctives associées. Toutefois, l'efficacité de cette nouvelle méthode reste à confirmer ; elle pourrait alors conduire à une baisse du nombre d'ESS dans les prochaines années.

L'échelle INES (International Nuclear Event Scale) s'applique aux événements se produisant dans les installations nucléaires et comporte 7 niveaux. Les événements classés au niveau 0 sont qualifiés d'écarts.

Parmi les ESS recensés en 2013, 85 ont été classés au niveau 1 de l'échelle INES mais, contrairement aux deux années précédentes, aucun événement de niveau 2 n'a été déclaré.

Néanmoins, s'il survient alors que le réacteur est en production, un tel arrêt automatique entraîne un transitoire thermohydraulique dans le réacteur, qui sollicite certains composants mécaniques et peut conduire à une production importante d'effluents. Par ailleurs, certains AAR sont révélateurs d'anomalies matérielles ou d'actions de conduite mal maîtrisées. À ce titre, EDF a engagé, depuis 2007, des actions qui lui ont permis de limiter le nombre moyen d'AAR par réacteur à une valeur légèrement inférieure à un par an. L'IRSN estime toutefois qu'il convient qu'EDF maintienne une vigilance particulière sur les activités présentant des risques identifiés d'AAR.

Augmentation du nombre annuel de sorties du domaine de fonctionnement autorisé

Le domaine de fonctionnement autorisé comprend plusieurs domaines d'exploitation allant de l'arrêt du réacteur jusqu'au fonctionnement en puissance. Pour chaque domaine d'exploitation, les spécifications techniques d'exploitation précisent les contraintes et les limites de fonctionnement à respecter (pressions, températures, concentrations en bore, niveaux d'eau...) ainsi que les matériels dont la disponibilité est nécessaire pour maintenir l'état d'un réacteur conforme à la démonstration de sûreté. Il est strictement interdit aux opérateurs de sortir volontairement du domaine d'exploitation autorisé dans lequel se trouve le réacteur sans respecter les "conditions requises pour changer l'état du réacteur". En cas de sortie fortuite d'un domaine d'exploitation, l'exploitant doit tout mettre en œuvre pour revenir à la situation initiale ou à une situation correcte dans les plus brefs délais.

Après deux années consécutives de baisse, une augmentation de près de 50 % du nombre de sorties du domaine de fonctionnement autorisé a été constatée en 2013 par rapport à 2012. En 2013, 49 ESS (contre 30 en 2012) ont concerné un **dépassement involontaire des limites assignées à des paramètres physiques** dans le domaine de fonctionnement autorisé. Ceci représente une moyenne de 0,8 ESS par réacteur et par an. Ce sujet fera l'objet d'une attention particulière de la part de l'IRSN dans les prochaines années. De plus,

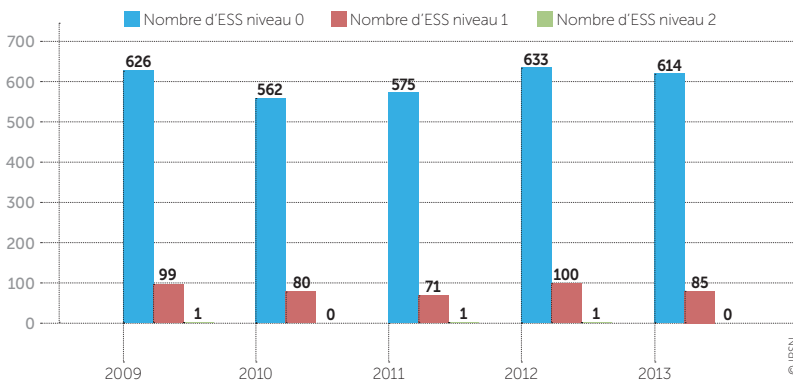


Fig. 2.1 / Evolution du nombre d'ESS déclarés entre 2009 et 2013 (comptabilisés depuis 2012 à partir de la date de réception de la déclaration).

Stabilité du nombre annuel d'arrêts automatiques du réacteur

Le nombre d'**arrêts automatiques du réacteur (AAR)** ne doit pas être interprété comme un indicateur dont les évolutions sont liées directement à des évolutions du niveau de sûreté d'une installation. En effet, l'AAR est la réponse prévue des automatismes à une dérive de paramètre, en vue de conduire l'installation dans un état plus sûr.

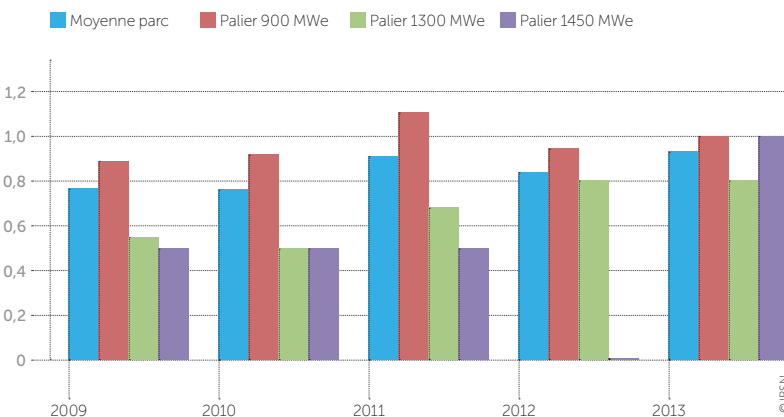


Fig. 2.2 / Nombre d'AAR par réacteur survenus sur les paliers 900 MWe, 1300 MWe et 1450 MWe entre 2009 et 2013.

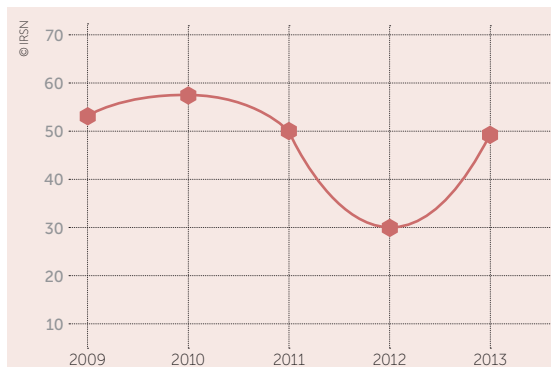


Fig. 2.3 / Evolution du nombre des dépassements involontaires des limites de paramètres physiques entre 2009 et 2013.

Il est important de noter que les durées des sorties de domaine de fonctionnement autorisé restent courtes. En effet, la moitié des événements de ce type est détectée et corrigée en moins de six minutes.

La plupart des sorties de domaine de fonctionnement autorisé correspondent à un dépassement des limites hautes ou basses de pression et de température de l'eau du circuit primaire. Par ailleurs, plus de la moitié des sorties de domaine sont dues à des erreurs de conduite, lors de phases délicates de pilotage manuel du réacteur.

Exemple de sortie du domaine de fonctionnement autorisé :

Le 16 juin 2013, le réacteur n° 1 de la centrale nucléaire de Chooz B est arrêté à la demande des gestionnaires du réseau de distribution électrique au niveau national. Lors des opérations de mise à l'arrêt, une sortie de domaine de fonctionnement autorisé (baisse de la température de l'eau du circuit primaire à une valeur inférieure à la limite fixée dans les spécifications techniques d'exploitation (STE)) s'est produite pendant un peu moins de trois minutes.

Dans cet exemple, la sortie de domaine de fonctionnement autorisé est imputable à un cumul de facteurs : des défauts dans l'organisation de l'équipe de conduite, dans la préparation de la mise à l'arrêt et dans la consigne utilisée par l'équipe de conduite.

Diminution du nombre annuel des amorçages de repli requis par les STE mais non réalisés

Les contrôles pratiqués pendant le fonctionnement d'un réacteur permettent de découvrir des défaillances ou des signes de dysfonctionnement d'équipements qui participent à la sûreté. Les spécifications techniques d'exploitation imposent à l'exploitant d'amener le réacteur dans un état plus sûr (état de repli) que l'état initial dans lequel l'anomalie a été découverte, en fonction de sa gravité. L'amorçage du repli constitue le début de réalisation des opérations visant à rejoindre l'état de repli. Il est précédé d'une période appelée "délai d'amorçage" qui permet à l'exploitant, soit de supprimer l'anomalie ou de mettre en œuvre des mesures palliatives permettant de maintenir le réacteur dans l'état initial, soit de préparer le repli si l'anomalie n'est pas supprimée ou compensée dans ce délai.

Le nombre annuel d'amorçages de repli est significatif de l'importance des aléas d'exploitation qui obligent l'exploitant à mettre un réacteur à l'arrêt en application des STE pour conserver un niveau de sûreté satisfaisant. Après une très forte baisse en 2011, l'IRSN a constaté une stabilité du nombre d'amorçages de repli réalisés entre 2012 et 2013. Un repli requis mais non réalisé constitue un non-respect des STE et peut avoir différentes origines (un mauvais diagnostic de l'écart détecté, un dépassement du délai de remise en conformité ou un conflit entre la sûreté et la disponibilité).

Le nombre annuel d'amorçages de repli du réacteur requis mais non réalisés est en baisse : quatre en 2013 contre dix en 2012 et sept en 2011. Les quatre replis requis mais non réalisés en 2013 ont résulté d'un diagnostic erroné ou tardif, conduisant à ne pas respecter les STE. Ces erreurs de diagnostic ont eu plusieurs origines : des erreurs humaines lors de l'identification des défaillances, une mauvaise analyse de risque à la suite de la défaillance d'un matériel ou une organisation défaillante.

Exemple d'un repli requis mais non réalisé :

Dans la nuit du 2 au 3 juillet 2013, un opérateur en salle de commande du réacteur n° 3 de la centrale nucléaire de Paluel détecte quatre défauts affectant le contrôle-commande. Cet opérateur établit un premier diagnostic erroné sur la base d'une erreur d'interprétation des informations fournies par un technicien présent dans les locaux abritant le matériel défectueux. Afin de discuter de l'urgence du dépannage, l'automaticien d'astreinte est sollicité chez lui. Sans demander d'informations complémentaires, il confirme le premier diagnostic et reporte le dépannage au lendemain matin. Cette erreur conduit l'équipe de conduite à ne pas appliquer les STE qui exigeaient un repli. Le lendemain, les automaticiens détecteront l'erreur de diagnostic et le repli sera entrepris immédiatement.

Pour éviter le renouvellement d'un tel événement, l'exploitant a effectué une mise à jour de la consigne de traitement des défauts constatés par l'équipe de conduite afin qu'elle prescrive un relevé exhaustif des informations requises pour la phase de diagnostic et les échanges avec les automaticiens. De plus, il est rappelé aux automaticiens qu'ils doivent, conformément à leur guide d'aide au diagnostic, exiger l'ensemble des informations nécessaires à l'élaboration de leur propre diagnostic. Au-delà de ces deux actions correctives, l'IRSN note qu'EDF n'a pas prévu d'autres actions correctives concernant la défaillance de l'analyse. Or les défauts du contrôle-commande ont entraîné une perte d'informations importantes pour la sûreté en salle de commande ; ces informations sont en effet nécessaires pour décider de l'entrée en conduite incidentelle ou accidentelle.

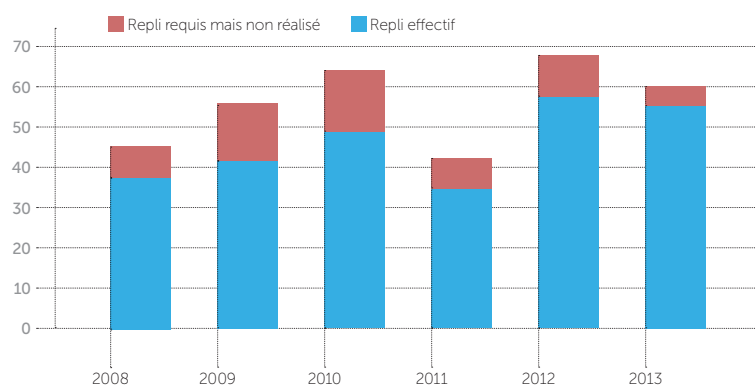


Fig. 2.4 / Nombres d'amorçages de repli et de replis requis mais non réalisés entre 2008 et 2013.

Augmentation du nombre annuel de défaillances de matériels importants pour la sûreté du réacteur

En 2013, les défaillances, d'une part des systèmes d'injection de sécurité et de contrôle chimique et volumétrique (RIS/RCV), d'autre part de la source froide, ont fait l'objet de déclarations d'ESS par EDF dont le nombre a augmenté respectivement, de 48 et de 44 % par rapport à 2012. La majeure partie de cette augmentation est imputable aux nombreux événements déclarés par l'ensemble des centrales du fait de défauts de conformité du freinage de la visserie de robinets qualifiés au séisme et présents dans un grand nombre de systèmes, dont les systèmes RIS et RCV ainsi que la source froide. Ces défauts proviennent de **non-qualités de maintenance**. Un programme de remise en conformité des robinets en écart est actuellement mis en œuvre par EDF en 2014.

Les non-qualités de maintenance correspondent à l'ensemble des erreurs commises dans l'exécution d'un geste technique au cours d'une activité de maintenance d'un matériel (serrage insuffisant, pièce de rechange inappropriée, inversion du sens de montage...). Ces erreurs nécessitent de ré-intervenir sur le matériel.

Concernant les systèmes d'alimentation de secours en eau des générateurs de vapeur (ASG) et de l'aspersion enceinte (EAS), une stabilité du **nombre annuel de défaillances** a été constatée entre 2012 et 2013.

Enfin, le nombre annuel de défaillances des systèmes électriques secourus a nettement diminué (division par un facteur supérieur à deux du nombre de défaillances) en 2013 par rapport à 2012, alors que ce nombre avait fortement augmenté en 2012 par rapport à 2011. En effet, en 2012, différentes anomalies génériques auraient conduit les centrales à déclarer plus d'ESS que les années précédentes. Parmi ces anomalies, l'IRSN a constaté notamment des défauts de conformité concernant la tenue au séisme de certains matériels et des défaillances de disjoncteurs qui ont provoqué l'indisponibilité de tableaux électriques secourus.

Le nombre annuel d'ESS liés à des non-respects des essais périodiques en diminution

Les essais périodiques (EP) sont réalisés pour vérifier, au cours de l'exploitation des réacteurs, la disponibilité des matériels assurant des fonctions de sûreté ainsi que la disponibilité des moyens indispensables à la mise en œuvre des procédures de conduite in-cidentelle ou accidentelle. Un matériel ou un système est déclaré disponible si la périodicité prévue pour les EP correspondants est respectée et si les résultats de ces EP sont satisfaisants.

La réalisation d'**essais périodiques (EP)** permet de vérifier régulièrement la disponibilité des matériels importants pour la sûreté du réacteur. La définition du programme des EP (avec notamment la périodicité de chaque EP), leurs conditions de réalisation et l'atteinte des critères fixés par les règles générales d'exploitation (RGE) sont essentielles, tout comme l'est le respect du programme défini par les exploitants.

Avant 2007, la rédaction des modes opératoires déclinant les règles d'EP était laissée à l'initiative de chaque centrale. Pour réduire la charge de travail des centrales et les risques d'hétérogénéité documentaire entre celles-ci, de nouveaux modes opératoires mutualisés ont été rédigés dans le cadre du Projet d'homogénéisation des pratiques et des méthodes. Depuis 2007, une centrale dite "pilote" est chargée de la rédaction d'un mode opératoire d'un EP sous une forme standardisée. Celui-ci est ensuite validé par une centrale différente de la centrale pilote avant la diffusion à l'ensemble des centrales dotées de réacteurs de même puissance. La validation a pour objectif de détecter d'éventuelles erreurs avant leur mise en œuvre sur l'ensemble des sites concernés. Après une période de rédaction et de "mise à l'épreuve" des nouveaux modes opératoires (2008-2009), il semblerait que l'organisation mise en place porte ses fruits.

En effet, depuis 2010, le **nombre annuel d'ESS déclarés du fait d'une mauvaise déclinaison des règles d'EP** dans les documents opérationnels est en baisse, ce qui pourrait être dû à la meilleure qualité des modes opératoires standardisés. En effet, le nombre annuel d'ESS est passé, en quatre ans (2010-2013), de 34 à 12, soit une division par trois du nombre de ce type d'ESS.

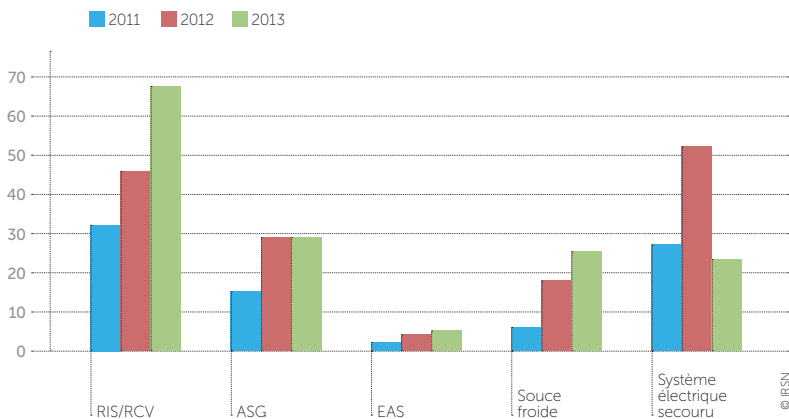


Fig. 2.5 / Nombre annuel de défaillances relatives à des matériels importants pour la sûreté entre 2011 et 2013.

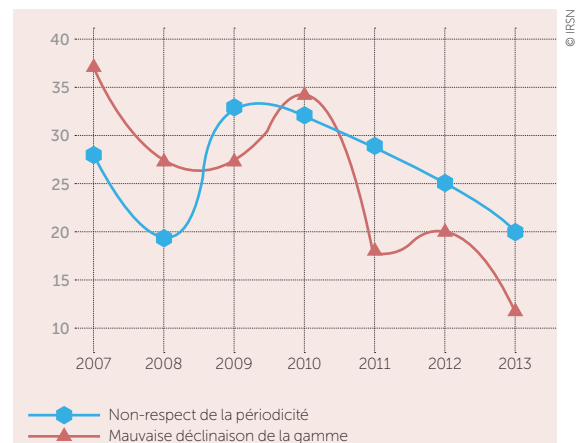


Fig. 2.6 / Evolution du nombre d'ESS dus au non-respect de la périodicité ou de la règle d'EP entre 2007 et 2013.

Les déclarations d'ESS à la suite d'un non-respect de la périodicité d'EP sont également en baisse en 2013 et ce, pour la quatrième année consécutive. Au vu de la quantité importante d'EP à réaliser sur un réacteur (plusieurs dizaines de milliers), avec une périodicité variant entre un jour et dix ans, l'organisation mise en place par les centrales pour les EP s'avère robuste, y compris lors de glissements de planning des activités à la suite d'un événement imprévu.

Poids encore non négligeable des erreurs de lignage

L'activité de lignage d'un circuit consiste, par exemple, à manœuvrer des vannes et à mettre des organes hors ou sous tension pour constituer un circuit adapté aux fonctions à remplir dans le domaine d'exploitation prévu. Un lignage peut être réalisé, soit pour effectuer une intervention de maintenance, soit pour tester un circuit afin de s'assurer de sa disponibilité, soit pour réaliser un changement d'état du réacteur. Cette activité, l'une des plus fréquentes dans une installation, comporte des dizaines de milliers de lignages chaque année sur le Parc.

Les ESS déclarés à la suite d'une erreur liée à une activité de **lignage** représentent 5 % des ESS en 2013. Ils sont en légère diminution en 2013 (36 ESS) par rapport à 2012 (44 ESS). Les activités de lignage restent néanmoins encore à l'origine d'une quarantaine de situations qui auraient pu conduire à l'indisponibilité de systèmes importants pour la sûreté du réacteur, voire de systèmes de sauvegarde, malgré plusieurs plans d'actions locaux et nationaux. Même si une partie des vannes concernées est manœuvrable depuis la salle de commande, la grande majorité des actions de lignage doit être réalisée par les techniciens dans les locaux abritant les matériels, ce qui rend difficiles le suivi et le contrôle immédiat de ces actions par les opérateurs (de conduite) en salle de commande. À ce titre, la fiabilité des actions de lignage repose, entre autres, sur leur traçabilité et la qualité de leur réalisation. Parmi les erreurs les plus fréquentes, peuvent être cités les erreurs dans le choix de la vanne à manœuvrer, les mauvais réglages de vanne et les manœuvres non conformes aux documents d'exploitation.

Une des difficultés des activités de lignage tient à la représentation morcelée et non mise à jour en temps réel de l'état de l'installation dont disposent les techniciens de conduite. De plus, la réalité de l'activité de lignage s'avère plus complexe que ne le laissent paraître les schémas mécaniques en raison de la diversité des matériels et des technologies, de la localisation des matériels à différents niveaux de l'installation et des locaux à traverser. Par conséquent, les "lignes de défense" que sont la préparation d'un lignage ainsi que la communication permanente entre les techniciens et les opérateurs de conduite s'avèrent déterminantes pour sécuriser les activités de lignage. Or, lorsque le réacteur est à l'arrêt, ces "lignes de défense" sont d'autant plus fragilisées que les opérateurs en salle de commande sont moins disponibles et que

les activités de lignage programmées font l'objet de modifications de programmation (voir l'article sur le "management de la sûreté et la radioprotection lors des arrêts de réacteur" du présent rapport).

Baisse du nombre d'erreurs commises dans le cadre général d'une maintenance mais hausse du nombre de gestes techniques de maintenance non maîtrisés

L'année 2013 a été marquée par une diminution des actions inappropriées commises au cours de l'une des étapes d'une activité de maintenance (préparation de l'activité, exécution du geste technique sur le matériel, contrôle...). Toutefois, le nombre d'ESS dont l'origine est un geste technique de maintenance non maîtrisé, appelés non-qualités de maintenance, ne suit pas cette tendance : 146 ESS en 2013 contre 107 ESS en 2012. Il s'agit d'un constat récurrent depuis plusieurs années. L'augmentation du nombre de non-qualités de maintenance avait notamment été associée aux difficultés, rencontrées par EDF pour maintenir les compétences dans un contexte de départs massifs à la retraite. Dans le cadre d'une réunion du groupe permanent d'experts chargé des réacteurs nucléaires dédiée au retour d'expérience, ce sujet a fait l'objet d'une recommandation à EDF par l'IRSN, qui a estimé que celui-ci devait poursuivre ses efforts, en particulier en favorisant le compagnonnage.

Par ailleurs, la majorité des activités de maintenance étant confiées à des entreprises extérieures, EDF a engagé en 2012 une refonte de la surveillance de ces activités, dont la déclinaison opérationnelle a été mise en place fin 2013 sur différentes centrales. De manière plus générale, à la demande de l'ASN, une instruction technique plus complète est en cours à l'IRSN sur la maîtrise par EDF des activités sous-traitées. L'IRSN note que, sur l'ensemble des ESS liés aux actions de maintenance, ce sont les activités de maintenance préventive qui sont majoritairement concernées (44 %).

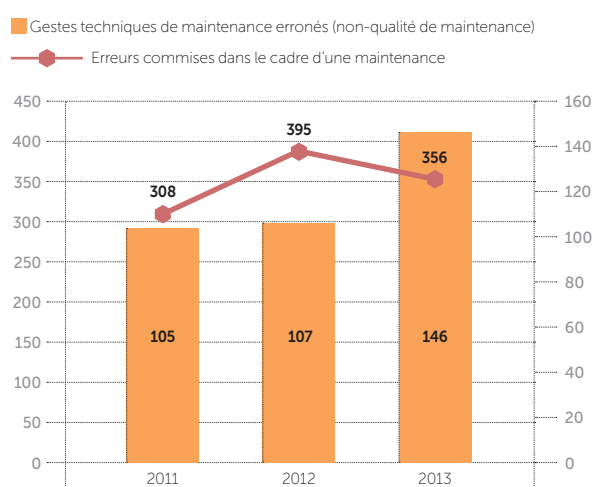


Fig. 2.7 / Nombre annuel de non-qualités de maintenance au cours d'activités de maintenance ou de modification matérielle entre 2011 et 2013.

Exemple d'une action inappropriée lors d'une activité de maintenance préventive :

Le 13 octobre 2013, EDF constate qu'un robinet du système d'alimentation de secours en eau des générateurs de vapeur du réacteur n° 1 de la centrale nucléaire de Chinon B ne répond pas à une demande de fermeture. Après investigations, il apparaît qu'une erreur de montage d'un nouveau type de joint a été commise sur ce robinet, au cours d'une activité réalisée au titre du programme de base de maintenance préventive, le 24 juillet 2013.

Les spécificités du montage de ce nouveau type de joint n'étaient pas connues des intervenants prestataires. Malgré l'absence de notice d'installation qui aurait dû être fournie par le constructeur, les intervenants prestataires ne se sont pas appuyés sur le mode opératoire existant car l'utilisation, dans le passé, d'autres documents opératoires les avait conduits à commettre des erreurs. De plus, le contrôleur technique prestataire et le surveillant EDF ont conforté le choix de montage sans se référer au mode opératoire ou à d'autres sources d'informations alors qu'ils ne connaissaient pas non plus les spécificités de montage de ce nouveau type de joint. Pour éviter le renouvellement d'un tel événement, EDF a prévu de renforcer la formation des intervenants EDF sur le montage de ce type de joint et le recours aux modes opératoires. Toutefois, EDF ne traite pas de l'efficacité du contrôle de l'activité sous-traitée.

Les activités de maintenance corrective se déroulent en deux phases : le diagnostic suivi du dépannage. Les ESS imputables à ces activités sont principalement le fait des automatismes d'EDF. En effet, ces derniers sont les agents spécialisés le plus souvent sollicités par les équipes de conduite pour résoudre des anomalies de fonctionnement des installations et leurs interventions sont souvent complexes. Les automatismes réalisent des actions inappropriées aussi bien pendant le diagnostic que pendant la réalisation du dépannage proprement dit, ce qui provoque des indisponibilités de systèmes importants pour la sûreté. Les ESS dus aux activités de dépannage en 2013 relèvent principalement de défauts de préparation et d'analyse des risques liés aux interventions. Ces défauts, pour l'essentiel, sont imputables à une coordination insuffisante entre les automatismes et les opérateurs de conduite et à un manque de connaissances de la logique de fonctionnement des automatismes. Dans la mesure où une anomalie de fonctionnement affecte la disponibilité ou la sûreté des installations, les activités de dépannage sont souvent assorties implicitement d'exigences d'urgence. La connaissance des activités de dépannage et des installations, ainsi que la qualité des documents explicitant les questions de sûreté associées, sont d'autant plus nécessaires qu'une pression temporelle s'exerce sur les intervenants.

Exemple d'une action erronée lors d'un diagnostic de panne ayant entraîné le passage à une conduite incidentelle ou accidentelle :

Le 4 novembre 2013, pour diagnostiquer l'origine d'un défaut dans un tableau électrique du réacteur n° 3 de

la centrale nucléaire de Paluel, des automatismes ont débranché un module électronique qui participe à l'élaboration de la valeur de la température moyenne de l'eau du circuit primaire. Cette action, jugée sans risque particulier par les automatismes, n'a pas fait l'objet d'une discussion avec l'équipe de conduite. Or le débranchement du module provoque l'augmentation de la valeur, lue en salle de commande, de la température moyenne de l'eau du circuit primaire jusqu'à l'apparition d'une alarme. Celle-ci constituant un critère de passage à la conduite de type incidentelle ou accidentelle, les opérateurs de conduite, n'ayant pas connaissance de l'activité de maintenance en cours, ont appliqué la consigne correspondante. À l'écoute du message d'information général délivré par les opérateurs, les automatismes ont découvert les conséquences de leur intervention et rebranché le module. Cet événement met en évidence un défaut manifeste de préparation de l'intervention par les automatismes ainsi que des défauts de connaissance de l'installation ne leur permettant pas d'appréhender correctement les risques associés.

Des moyens de détection efficaces

La rapidité de détection d'un écart est essentielle afin de pouvoir corriger le défaut au plus vite et de diminuer, autant que possible, les conséquences réelles et potentielles de l'écart. C'est pourquoi il existe plusieurs **moyens de détection des écarts** : alarmes, essais périodiques (EP), rondes, contrôles. La multiplicité des contrôles et des moyens de détection est en effet indispensable pour assurer la conformité de l'installation aux attendus. Le rôle des équipes de conduite est essentiel pour détecter les écarts qui peuvent survenir. En effet, ces équipes sont en charge du traitement des alarmes et de la surveillance de l'installation au quotidien. La figure 2.8 permet de constater que, en 2013, comme lors des années précédentes, c'est l'apparition d'alarmes qui a permis de déceler le plus grand

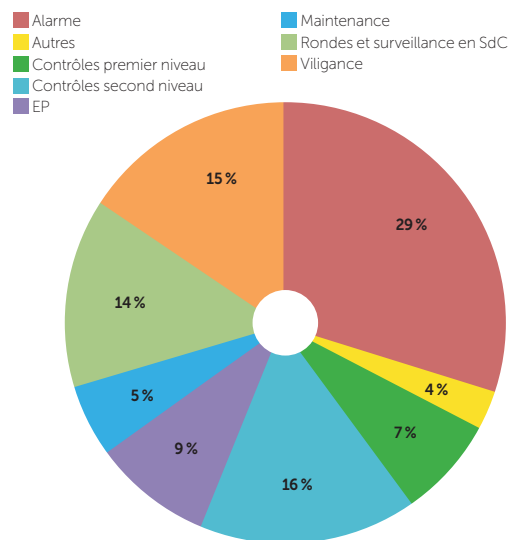


Fig. 2.8 / Répartition des moyens de détection des écarts à l'origine des ESS déclarés en 2013.

nombre d'écarts (à l'origine de près d'un tiers des ESS déclarés annuellement).

En plus des moyens techniques ou organisationnels spécifiquement dédiés à la détection des écarts (alarmes, EP, ronde...), le terme "vigilance" fait référence, dans la figure 2.8, à la capacité des agents à mobiliser en permanence leurs connaissances de l'installation, de leurs activités et des risques associés. Cette capacité à être attentif à toute anomalie constitue un moyen de détection efficace de tous les types d'écarts. Cette "vigilance" se manifeste par une attitude interrogative et un partage entre intervenants lors du constat d'une anomalie et résulte d'une prise de recul sur l'activité à réaliser et d'une conscience de ses effets potentiels directs et indirects pour la sûreté.

Exemple d'écart détecté grâce à la vigilance des intervenants :

Le 10 avril 2013, a lieu l'évacuation des assemblages combustibles usés du réacteur n° 2 de la centrale nucléaire de Nogent-sur-Seine. Les assemblages combustibles sont, dans un premier temps, chargés dans un emballage étanche rempli de gaz. Lors de cette activité, les agents des Services Généraux d'EDF observent la formation de givre sur la bouteille contenant le gaz utilisé.

Ce phénomène inhabituel amène ces agents à s'interroger, puis à appeler un spécialiste de la Section de Prévention des Risques pour analyser la situation. Celui-ci constate alors que la bouteille de gaz utilisée est une bouteille d'argon au lieu d'une bouteille d'hélium ce qui constitue un écart par rapport au référentiel.

Dans cet exemple, la vigilance des intervenants a permis de détecter l'injection d'un gaz inapproprié. L'interprétation d'un phénomène physique anormal, en l'occurrence l'apparition de givre sur la bouteille de gaz, a amené les agents des Services Généraux d'EDF à s'interroger sur l'activité en cours qui aurait pu conduire à une altération du refroidissement et du confinement du combustible.

LA RADIOPROTECTION EN EXPLOITATION : LES TENDANCES

Le nombre annuel d'événements significatifs concernant la radioprotection des travailleurs, déclarés pour le parc de réacteurs d'EDF, est en augmentation pour l'année 2013 par rapport à l'année 2012. L'analyse menée par l'IRSN a mis en évidence une hausse du nombre d'événements significatifs liés à des défauts dans la réalisation de tirs gammagraphiques, à la gestion des sources radioactives et à des contaminations hors zone contrôlée.

Les efforts d'EDF concernant la maîtrise de la dosimétrie des intervenants doivent être poursuivis et renforcés car les événements liés à la dosimétrie des intervenants sont en légère augmentation par rapport à 2012. L'analyse de l'IRSN a aussi montré que les pratiques de déshabillage après intervention restent à améliorer sur l'ensemble du parc.

Généralités : répartition des déclarations d'événements significatifs concernant la radioprotection

La réglementation relative à la protection des travailleurs contre les dangers des rayonnements ionisants impose aux exploitants des installations nucléaires de déclarer à l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) **les Événements significatifs en radioprotection (ESR)**. Ces événements sont déclarés en fonction de **critères** préalablement définis par l'ASN (voir tableau ci-après). Pour 2013, les déclarations d'événements concernent essentiellement les conditions d'accès, les ESR 7 représentant 40 % des ESR et les ESR 10 37 %. Les ESR de types 3 et 6 représentent chacun à peu près 6 % de la totalité des déclarations. Ces chiffres sont similaires à ceux de l'année 2012. Pour les autres types, les nombres d'ESR déclarés sont globalement stables, de

Les 10 critères de déclaration pour les événements significatifs pour la radioprotection (ESR)

| | |
|---------------|---|
| ESR 1 | Dépassement d'une limite de dose individuelle annuelle réglementaire ou situation imprévue qui aurait pu entraîner, dans des conditions représentatives et vraisemblables, le dépassement d'une limite de dose individuelle annuelle réglementaire, quel que soit le type d'exposition (ce critère inclut les cas de contamination corporelle) |
| ESR 2 | Situation imprévue ayant entraîné le dépassement du quart d'une limite de dose individuelle annuelle réglementaire, quel que soit le type d'exposition (ce critère inclut les cas de contamination corporelle) |
| ESR 3 | Tout écart significatif concernant la propreté radiologique, notamment les sources de contamination hors zone contrôlée supérieures à 1 MBq ou les contaminations vestimentaires supérieures à 10 kBq détectées au portique d'entrée ou sortie de site (C3) ou lors d'une anthroporadiométrie |
| ESR 4 | Toute activité (opération, travail, modification, contrôle...) notable, comportant un risque radiologique, réalisée sans une analyse de radioprotection (justification, optimisation, limitation) ou sans une prise en compte exhaustive de cette analyse |
| ESR 5 | Action ou tentative d'action de malveillance susceptible d'affecter la protection des travailleurs ou des personnes du public contre les rayonnements ionisants |
| ESR 6 | Situation anormale affectant une source scellée ou non scellée d'activité supérieure aux seuils d'exemption |
| ESR 7 | Défaut de signalisation ou non-respect des conditions techniques d'accès ou de séjour dans une zone spécialement réglementée ou interdite (zones orange ou rouge et zones des tirs radiographiques) 7a Défauts de balisage et de signalétique 7b Autres écarts |
| ESR 8 | Défaillance non compensée des systèmes de surveillance radiologique assurant la protection collective des personnels présents |
| ESR 9 | Dépassement de plus d'un mois de la périodicité de contrôle d'un appareil de surveillance radiologique, s'il s'agit d'un appareil de surveillance collective permanente (périodicité réglementaire de 1 mois), de plus de trois mois s'il s'agit d'un autre type d'appareil (lorsque la périodicité de vérification prévue dans les RGE est comprise entre 12 et 18 mois) |
| ESR 10 | Tout autre écart jugé significatif par l'ASN ou l'exploitant |

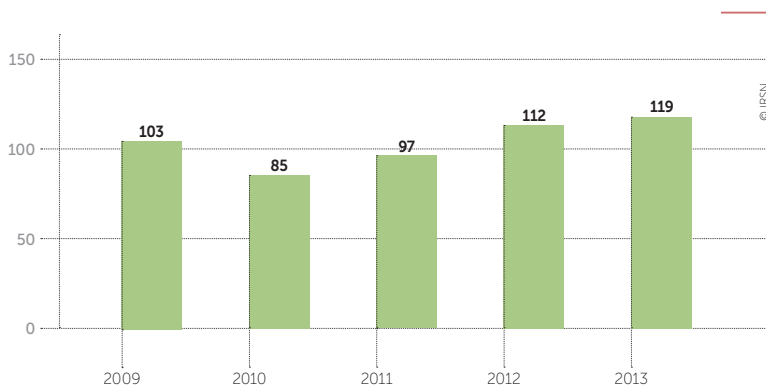


Fig. 2.9 / Nombre annuel de déclarations d'ESR.

l'ordre de 3 % (les 8 % restants se répartissent sur les critères 1, 2, 4 et 9). EDF a analysé les circonstances et les causes de chacun de ces événements, ainsi que ses conséquences radiologiques réelles et potentielles. Puis, EDF a identifié et mis en place des actions correctives pour en éviter le renouvellement. Ces analyses ont été communiquées à l'ASN et à l'IRSN ; les informations ainsi fournies ont permis à l'IRSN d'analyser les tendances sur l'ensemble du parc.

Pour conforter son analyse de tendances, l'IRSN a examiné les ESR et les a regroupés selon une **typologie** illustrée dans le graphique ci-dessous.

L'Institut a choisi d'examiner plus particulièrement les causes et les actions correctives relatives aux types d'événements en nombre important ou conduisant aux conséquences avérées ou potentielles les plus élevées.

(2) Données et codage IRSN.

Pour l'année 2013, le nombre d'ESR déclarés par EDF est en augmentation (119² ESR en 2013, contre 112 en

2012 et 97 en 2011). Trois facteurs ont contribué à cette augmentation :

- › Les erreurs commises lors des tirs gammagraphiques passant de 13 ESR à 17 ;
- › Les écarts de gestion de sources radioactives passant de 6 ESR à 8 ;
- › les contaminations survenues hors zone contrôlée passant de 2 ESR à 6.

L'IRSN constate une diminution du nombre annuel des ESR classés au niveau 1 ou au niveau 2 sur l'**échelle "INES radioprotection"**, qui passe de neuf événements en 2012 à trois événements en 2013 (deux événements classés au niveau 1 et un événement classé au niveau 2). Durant l'année 2013, l'ESR déclaré au niveau 2 est survenu sur le site du Blayais ; lors de cet événement, la contamination corporelle d'un intervenant d'une société prestataire a atteint une valeur proche de la limite (de 500 mSv) de dose équivalente annuelle réglementaire au niveau de la peau.

L'intervenant effectuait le brossage d'un échangeur, opération à fort risque de contamination. Il portait pour cela les protections individuelles adaptées que sont le masque de protection à cartouche filtrante et la ventilation assistée autonome. A la fin de son travail, il s'est déshabillé seul dans le sas prévu à cet effet, mais il s'est trouvé dans l'incapacité de contrôler immédiatement

Comme l'échelle INES relative à la sûreté nucléaire, l'échelle "INES radioprotection" a essentiellement été conçue, d'une part pour assurer une communication rapide et facilement compréhensible auprès du grand public en cas d'événements lié à la radioprotection, d'autre part dans l'objectif d'exploiter au mieux le retour d'expérience des incidents, notamment dans un cadre international.

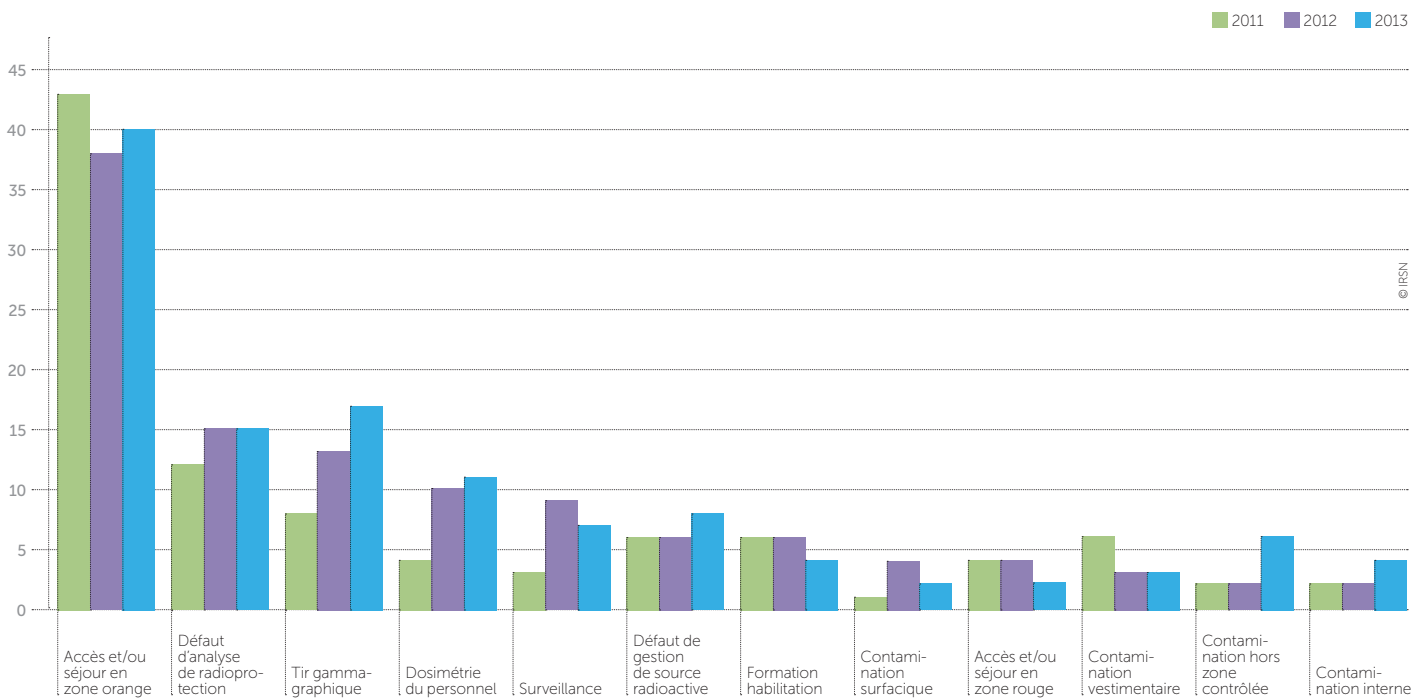


Fig. 2.10 / Typologie des événements significatifs pour la radioprotection.

son éventuelle contamination corporelle du fait de l'absence de contaminamètre à proximité du sas. En quittant le bâtiment du réacteur, il s'est contrôlé avec le "contrôleur mains pieds" qui n'a détecté aucune contamination. C'est uniquement à la sortie de la zone contrôlée que le boîtier de contrôle des petits objets (appelé CPO) a détecté une contamination de son casque et de ses lunettes de protection. Le contrôle au portique de sortie de la zone contrôlée a ensuite confirmé une contamination au cou de l'intervenant qui a alors été pris en charge par le service de santé médical de la centrale.

La durée d'exposition a été estimée à 50 minutes (entre le déshabillage et la sortie de la zone contrôlée), induisant une dose à la peau significative. Pour EDF, la cause principale de cet événement est l'absence de contrôle au contaminamètre, qui aurait permis de réduire l'exposition. L'IRSN considère de plus que la phase de déshabillage, mal réalisée, a pu entraîner la migration de contamination des protections individuelles vers le cou de l'intervenant. À la suite de cet événement, les dispositions à respecter en matière de contrôle en sortie de chantier ont été notamment rappelées aux intervenants. Le service logistique d'EDF s'est également engagé à définir des actions de surveillance complémentaires lors d'activités à fort risque radiologique.

Légère hausse du nombre d'événements lors des accès en zone contrôlée

Conformément aux prescriptions réglementaires, le service compétent en radioprotection de la centrale est chargé de mettre en place un **zonage radiologique**. Ce zonage se traduit par un balisage des lieux, effectué sur la base de mesures du débit d'équivalent de **dose** (DeD) couramment appelé "débit de dose" enregistré par un radiamètre, et matérialisé par un "trisecteur" de couleur variable selon la zone. Parmi les

Dose efficace et dose équivalente

La dose efficace est utilisée pour estimer l'exposition aux rayonnements ionisants du "corps entier" d'un individu. Elle tient compte de la sensibilité de chaque tissu du corps et du type de rayonnement (alpha, bêta, gamma, neutronique). L'exposition d'"un organe" est appelée dose équivalente. Ces doses s'expriment en Sievert (Sv).

Limites réglementaires de doses

Pour les personnes du public, la dose efficace à ne pas dépasser est de 1 mSv/an (hors irradiation naturelle et médicale).

Pour les travailleurs susceptibles d'être exposés, les doses réglementaires maximales à ne pas dépasser sur 12 mois consécutifs sont :

| | | |
|------------------------------|--|----------------|
| Dose efficace (corps entier) | | 20 mSv |
| Dose équivalente | Extrémités (mains, avant-bras, pieds et chevilles) | 500 mSv |
| | Peau | 500 mSv |
| | Cristallin | 150 mSv |

événements lors des accès en zone contrôlée, le non-respect des conditions d'accès en zone orange "ZO" (zone où le débit d'équivalent de dose est susceptible de dépasser 2 mSv/h) est la cause principale des événements déclarés. Ces événements ont pu conduire à l'exposition d'intervenants, entraînant, le cas échéant, des dépassements de la limite annuelle de dose, ou à l'entrée en zone orange d'intervenants ne bénéficiant pas d'une autorisation d'accès.

Les événements relatifs aux défauts d'accès en zone contrôlée rassemblent les événements faisant apparaître des lacunes dans les processus d'accès en ZO ainsi qu'en ZR (zone rouge où le débit d'équivalent de dose est susceptible de dépasser 100 mSv/h).

Au titre du risque associé, l'accès en ZR est soumis à des prescriptions particulières (local fermé à clé, auto-

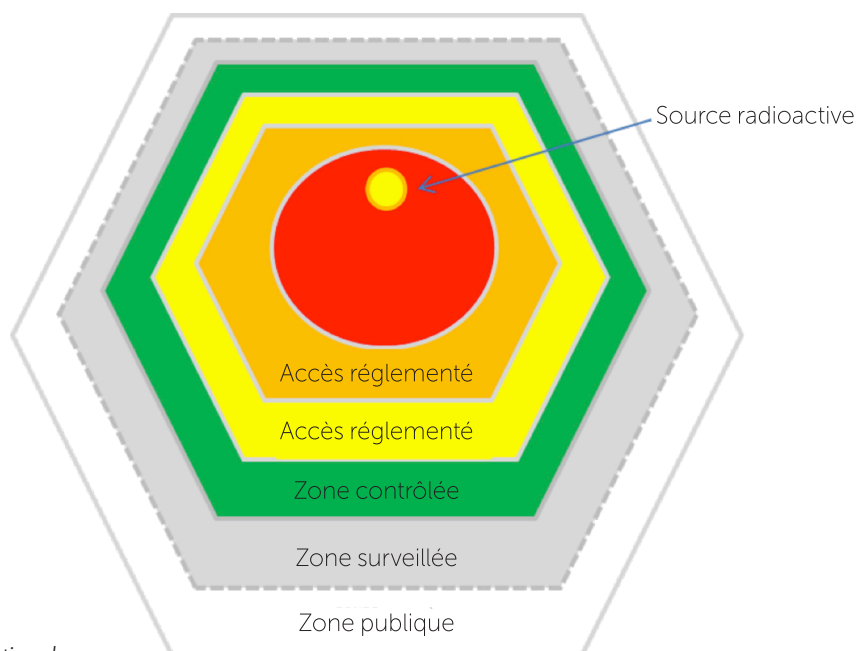


Fig. 2.11 / Représentation des zones.

risation d'accès délivré par le chef d'établissement...). Les non-respects de ces prescriptions pourraient avoir des conséquences importantes. Depuis plusieurs années, leur nombre annuel est inférieur à 5 et diminue entre 2012 et 2013.

Les non-respects des conditions d'accès en ZO représentent environ 40 % des ESR déclarés. Ce type d'écart peut conduire à une exposition des travailleurs à des doses non prévues, susceptibles d'entraîner un dépassement de la limite annuelle de dose qui leur est applicable ou de laisser pénétrer en ZO des agents qui ne bénéficient pas d'un statut les y autorisant. En effet, conformément à l'article D.4154-1 du code du travail, les personnes à contrat à durée déterminée (CDD) et les salariés temporaires, appelés par la suite "intervenants non-CDI", ne sont pas autorisés à travailler en ZO.

D'après EDF :

- › 61 % des entrées irrégulières en ZO sont détectées grâce aux alarmes des dosimètres ;
- › 44 % des ESR 7 impliquent des intervenants non-CDI ;
- › 30 % environ des ESR 7 concernant les accès en ZO résultent d'un défaut de préparation de l'activité à réaliser.

Pour réduire le nombre d'écarts relatifs aux accès en ZO et ZR, EDF poursuit les actions selon les axes suivants :

- › une démarche de prévention des points irradiants (appelés "points chauds") ;
- › un abaissement des seuils des dosimètres ;
- › une augmentation du volume sonore des alarmes des dosimètres ;
- › un renforcement de la préparation des activités les plus concernées par ces écarts et susceptibles de conduire à exposer des intervenants non-CDI ;
- › une analyse des facteurs organisationnels et humains des événements.

L'IRSN considère que le principe de ces actions est satisfaisant mais qu'elles nécessitent la déclinaison de plans d'actions sur les sites. EDF a pris des engagements à cet égard dans le cadre d'une réunion du groupe permanent d'experts chargés des réacteurs nucléaires dédiés au retour d'expérience.

Augmentation du nombre annuel d'événements associés à des tirs gammagraphiques

EDF met en œuvre des contrôles par gammagraphie à l'occasion d'opérations de maintenance effectuées essentiellement pendant les arrêts de tranche. Compte tenu du volume de travail que représentent les **tirs gammagraphiques**, de la forte activité des

sources radioactives utilisées et des conditions parfois difficiles d'intervention, la gammagraphie implique un risque fort en matière de radioprotection. En principe, les contrôles sont réalisés préférentiellement de nuit, lorsque la fréquentation des locaux est moindre. De plus, afin de minimiser les risques, l'exploitant évite que des chantiers se déroulent en parallèle à proximité de tirs gammagraphiques. Enfin, un **balisage** (matérialisation visible et continue de l'interdiction d'accès à la zone d'exclusion) est mis en place et constitue une ligne de défense.

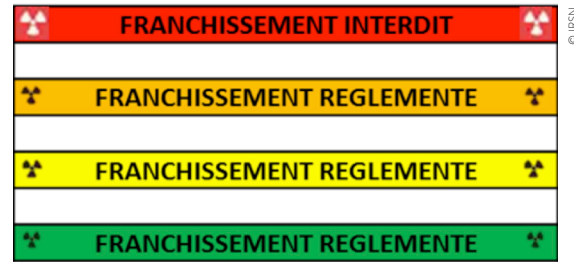


Fig. 2.12 / Bandes de balisage.

Le nombre d'événements associés aux tirs gammagraphiques déclarés pour l'année 2013 est en augmentation par rapport à 2012, comme c'était le cas en 2012 par rapport à 2011 ; il s'agit d'une quinzaine d'événements par an. Les événements associés aux tirs gammagraphiques en salle des machines (qui n'est pas dans une zone contrôlée) sont les plus nombreux. L'analyse des événements déclarés montre que les principales causes sont des franchissements involontaires dus à des défauts de balisage ou des franchissements volontaires ; ces derniers concernent un peu plus de la moitié des ESR associés aux tirs gammagraphiques.

Les dispositions mises en œuvre depuis 2009 par EDF en complément des règles de radioprotection "classiques" ne semblent donc pas réellement efficaces au vu de l'augmentation continue du nombre annuel de ces événements (7 ESR étaient associés aux tirs gammagraphiques en 2009). EDF a réalisé une analyse des causes organisationnelles et humaines des événements déclarés. Il en ressort que, dans environ 80 % des ESR, les facteurs de contexte sont la fatigue des intervenants, l'exercice d'une activité inhabituelle, le stress dû au planning à respecter, une charge de travail importante ainsi qu'un gréement inhabituel de compétences particulières. Ces facteurs de contexte ne doivent pas être négligés car, dans 80 % des ESR ayant des causes humaines, des acteurs pourtant expérimentés sont intervenus. EDF a mis en place des actions, notamment pour améliorer la préparation, la coordination, l'anticipation et la surveillance de la réalisation des tirs gammagraphiques. EDF a complété ces actions en identifiant précisément les causes et les acteurs concernés selon les phases de préparation et de réalisation des activités de gammagraphie. L'IRSN considère toujours que certaines causes, telles que les évolutions des conditions d'intervention, ne sont pas traitées par cette démarche. Or l'activité des tirs radiographiques est celle dont le planning est le plus souvent modifié en arrêt de tranche (plus de 80 % des tirs).

Les tirs gammagraphiques sont effectués à l'aide d'appareils mobiles auto protégés (plombés) contenant une source radioactive scellée émettant des rayonnements gamma (généralement de l'Iridium 192, du cobalt 60 ou éventuellement du césium 137). En position d'utilisation, la source expose un film radiographique de manière analogue à une radiographie médicale à l'aide de rayons X. Cette technique constitue un moyen performant et très fréquemment utilisé de contrôle non destructif sur les sites. Elle est d'ailleurs également fréquemment mise en œuvre dans l'industrie classique pour vérifier, par exemple, la qualité de soudures ou détecter un manque de matière dans des tuyauteries.