

ÉVALUATIONS COMPLÉMENTAIRES
DE SÛRETÉ

**RAPPORT
DE L'AUTORITÉ DE SÛRETÉ
NUCLÉAIRE**

décembre 2011



ÉVALUATIONS COMPLÉMENTAIRES
DE SÛRETÉ

**RAPPORT
DE L'AUTORITÉ DE SÛRETÉ
NUCLÉAIRE**

décembre 2011

SOMMAIRE

INTRODUCTION GÉNÉRALE	3
CHAPITRE 1 Bilan des inspections ciblées menées en 2011 sur les thèmes en lien avec l'accident de Fukushima	15
CHAPITRE 2 Évaluations complémentaires de sûreté des réacteurs électronucléaires / Tests de résistance européens	79
CHAPITRE 3 Évaluations complémentaires de sûreté des installations nucléaires autres que les réacteurs électronucléaires	227
GLOSSAIRE	377
ANNEXES	383

INTRODUCTION GENERALE

1. L'organisation du contrôle de la sûreté nucléaire et de la radioprotection en France

Le contrôle de la sûreté nucléaire et de la radioprotection en France est fondé sur deux lois majeures :

- la loi n°2006-686 du 13 juin 2006 relative à la transparence et à la sécurité en matière nucléaire (loi TSN) ;
- la loi de programme n°2006-739 du 28 juin 2006 relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs.

L'ASN, Autorité administrative indépendante depuis la loi TSN de 2006, assure, au nom de l'État, le contrôle de la sûreté nucléaire et de la radioprotection pour protéger les travailleurs, les patients, le public et l'environnement des risques liés aux activités nucléaires civiles. Elle contribue à l'information des citoyens dans ces domaines. Elle assiste le Gouvernement en cas de situation d'urgence radiologique. Depuis la loi TSN, l'ASN dispose de pouvoirs renforcés lui permettant de sanctionner les infractions et de prendre toute mesure nécessaire en cas d'urgence.

L'ASN est dirigée par un collège de cinq commissaires qui exercent leurs fonctions à temps plein en toute indépendance et sont nommés pour un mandat de 6 ans non renouvelable.

L'ASN s'appuie sur l'expertise que lui fournissent notamment l'Institut de radioprotection et de sûreté nucléaire (IRSN) et des groupes permanents d'experts placés auprès d'elle.

En matière de sûreté nucléaire et de radioprotection, le Gouvernement prend, après avis de l'ASN, les textes réglementaires généraux relatifs à la transparence, à la sûreté nucléaire et la radioprotection ainsi que les décisions politiques majeures relatives aux installations nucléaires (autorisation de création, arrêt définitif).

Le Parlement a un rôle de contrôle, notamment de l'action de l'ASN. L'Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques (OPECST) établit régulièrement des rapports sur des aspects particuliers de la sûreté nucléaire et de la radioprotection. Chaque année, l'ASN présente au Parlement son rapport sur l'état de la sûreté nucléaire et de la radioprotection.

Le Haut Comité pour la transparence et l'information sur la sécurité nucléaire (HCTISN), créé par la loi TSN, est une instance d'information, de concertation et de débat sur les risques liés aux activités nucléaires et leur impact. Il réunit des élus, des associations, des représentants syndicaux, des personnes qualifiées, des exploitants et des représentants des pouvoirs publics.

2. La réglementation française sur la sûreté nucléaire

La réglementation française applicable aux installations nucléaires de base civiles s'inscrit dans le cadre des conventions, des normes internationales et des législations européennes : « Normes fondamentales de sûreté » de l'AIEA ; Convention sur la sûreté nucléaire des réacteurs électronucléaires civils ; Convention commune sur la sûreté de la gestion du combustible usé et sur la sûreté de la gestion des déchets radioactifs ; traité Euratom ; directive Euratom du 25 juin 2009 instaurant un cadre communautaire en matière de sûreté nucléaire ; directive Euratom du 19 juillet 2011 établissant un cadre communautaire pour la gestion responsable et sûre du combustible usé et des déchets radioactifs.

La réglementation française sur la sûreté nucléaire comprend l'ensemble des textes de portée générale fixant des règles en matière de sûreté nucléaire, qu'ils soient de nature réglementaire contraignante (loi

votée par le Parlement, décrets et arrêtés ministériels et décisions réglementaires de l'ASN) ou non contraignante (règles fondamentales de sûreté et guides de l'ASN).

2.1 Textes de loi

La loi TSN du 13 juin 2006 relative à la transparence et à la sécurité en matière nucléaire a profondément renouvelé le régime juridique des installations nucléaires de base. Elle a notamment conféré à ce régime un caractère « intégré », qui cherche à prévenir les risques et les nuisances de toute nature que les installations nucléaires sont susceptibles de créer : accidents nucléaires ou non nucléaires, pollutions radioactives ou autres, production de déchets radioactifs ou non radioactifs, bruit...

La loi n° 2006-739 du 28 juin 2006 relative à la gestion durable des matières et des déchets radioactifs, dite loi « déchets », instaure un cadre législatif cohérent et exhaustif pour la gestion de l'ensemble des déchets radioactifs.

2.2 Principaux décrets et arrêtés ministériels et interministériels en vigueur

Le décret n° 2007-1557 du 2 novembre 2007 relatif aux installations nucléaires de base et au contrôle, en matière de sûreté nucléaire, du transport de substances radioactives, dit décret « procédures », est pris en application de l'article 36 de la loi TSN. Il définit le cadre dans lequel sont conduites les procédures relatives aux installations nucléaires et traite de l'ensemble du cycle de vie d'une installation nucléaire, de son autorisation de création et sa mise en service jusqu'à son arrêt définitif et son démantèlement. Enfin, il explicite les relations entre les ministres en charge de la sûreté nucléaire et l'ASN dans le domaine de la sûreté des installations nucléaires de base.

L'arrêté du 10 août 1984 relatif à la qualité de la conception, de la construction et de l'exploitation des installations nucléaires de base, dit arrêté « qualité », prévoit les dispositions que l'exploitant d'une installation nucléaire doit mettre en œuvre pour définir, obtenir et maintenir la qualité de son installation et les conditions nécessaires pour assurer la sûreté de l'exploitation.

L'arrêté du 31 décembre 1999 modifié par l'arrêté du 31 janvier 2006 fixe la réglementation technique générale destinée, hors prélèvements d'eau et rejets d'effluents, à prévenir et limiter les nuisances et les risques externes résultant de l'exploitation des installations nucléaires.

L'arrêté du 26 novembre 1999 fixe les prescriptions techniques générales relatives aux limites et aux modalités des prélèvements et des rejets soumis à autorisation des installations nucléaires.

Les équipements sous pression spécialement conçus pour les installations nucléaires sont soumis à des dispositions particulières que l'ASN est chargée de contrôler. Elles sont définies notamment dans le décret du 13 décembre 1999 et par des arrêtés spécifiques.

L'ASN a entrepris de refondre la plupart de ces textes dans un unique arrêté fixant les exigences essentielles applicables à l'ensemble des installations nucléaires de base pour la protection des personnes et de l'environnement face aux risques d'accident, aux pollutions chroniques ou aux autres nuisances. Cet arrêté, dit « arrêté régime INB », a été soumis à plusieurs consultations, dont deux consultations auprès du public. Il sera soumis à la signature des ministres en charge de la sûreté nucléaire au début de l'année 2012.

2.3 Les décisions de l'ASN

En application de l'article 4 de la loi TSN, l'ASN peut prendre des décisions à caractère réglementaire pour préciser les décrets et arrêtés pris en matière de sûreté nucléaire ou de radioprotection, qui sont soumises à l'homologation du Gouvernement.

Par ailleurs, l'ASN prend les décisions individuelles concernant les activités nucléaires (par exemple, l'autorisation de mise en service d'une installation nucléaire de base, l'autorisation d'utilisation

d'emballages de transport de matières radioactives, l'autorisation d'utilisation de sources radioactives, la définition de prescriptions encadrant la conception, la construction, le fonctionnement ou le démantèlement d'une installation, etc.). Depuis sa création en 2006, l'ASN a pris environ 90 décisions portant prescriptions, dont la moitié sont relatives aux prélèvements d'eau et aux rejets dans l'environnement.

2.4 Les règles fondamentales de sûreté et les guides de l'ASN

Sur divers sujets techniques concernant les installations nucléaires, l'ASN a élaboré des règles fondamentales de sûreté (RFS). Ce sont des recommandations qui précisent des objectifs de sûreté et décrivent des pratiques que l'ASN juge satisfaisantes. Dans le cadre de la restructuration actuelle de la réglementation technique générale, les RFS sont progressivement remplacées par des « guides de l'ASN ».

Il existe actuellement une quarantaine de RFS et autres règles techniques émanant de l'ASN qui peuvent être consultées sur son site Internet www.asn.fr.

3. La démarche de sûreté nucléaire en France

La démarche de sûreté nucléaire en France repose sur :

- la responsabilité première de l'exploitant pour la sûreté de ses installations, sous le contrôle de l'ASN ;
- l'amélioration continue de la sûreté nucléaire et la radioprotection.

Les principes et démarches de la sûreté présentés ci-après ont été mis en place progressivement. Ils ont intégré le retour d'expérience des accidents. La sûreté n'est jamais définitivement acquise et, malgré les précautions prises pour la conception, la construction et le fonctionnement des installations nucléaires, un accident est toujours possible. Il faut donc avoir la volonté de progresser et mettre en place une démarche d'amélioration continue pour réduire les risques.

Pour assurer la sûreté des installations nucléaires, la réglementation française impose qu'elles soient conçues, construites et fonctionnent de façon à faire face à un certain niveau de risque. Ces risques comprennent notamment les agressions naturelles, telles que le séisme et l'inondation. Par ailleurs, la réglementation impose la mise en place d'un dispositif de « défense en profondeur » qui consiste en un ensemble de dispositions (automatismes, systèmes ou procédures) redondantes et diversifiées permettant de prévenir les accidents, de les maîtriser s'ils n'ont pu être évités ou, à défaut, d'en limiter les conséquences. Ces dispositions sont contrôlées régulièrement et réexaminées systématiquement à l'occasion des réexamens de sûreté décennaux institués par l'article 29 de la loi du 13 juin 2006.

3.1 Le concept de « défense en profondeur »

Le principal moyen de prévenir et d'atténuer les conséquences des accidents est la « défense en profondeur ». Elle est mise en œuvre par une série de niveaux de protection consécutifs et indépendants. En cas de défaillance d'un niveau de protection, ou barrière, le niveau suivant prend le relais.

Un élément important pour l'indépendance des niveaux de défense est la mise en œuvre de technologies de natures différentes (systèmes « diversifiés »).

La conception d'une installation nucléaire est fondée sur une démarche de défense en profondeur. Par exemple, pour les réacteurs nucléaires, on définit les cinq niveaux suivants :

Premier niveau : prévention des anomalies de fonctionnement et des défaillances des systèmes

Il s'agit de choisir pour l'installation une conception robuste et prudente, intégrant des marges de sûreté, résistante à l'égard de ses propres défaillances ou des agressions externes. Ceci implique de mener une étude aussi complète que possible des conditions de fonctionnement normal, pour déterminer les

contraintes les plus sévères auxquelles les systèmes seront soumis. Un premier dimensionnement de l'installation intégrant des marges de sûreté peut alors être établi.

Deuxième niveau : maintien de l'installation dans le domaine autorisé

Il s'agit de concevoir des systèmes de régulation et de limitation qui maintiennent l'installation dans un domaine très éloigné des limites de sûreté. Par exemple, si la température d'un circuit augmente, un système de refroidissement se met en route avant que la température ne dépasse la limite autorisée. La surveillance du bon état des matériels et du bon fonctionnement des systèmes fait partie de ce niveau de défense.

Troisième niveau : maîtrise des accidents sans fusion du cœur

Il s'agit ici de postuler que certains accidents, choisis pour leur caractère « enveloppe », c'est-à-dire les plus pénalisants d'une même famille, peuvent se produire et de dimensionner des systèmes de sauvegarde permettant d'y faire face.

Ces accidents sont, en général, étudiés avec des hypothèses conservatives, c'est-à-dire qu'on suppose que les différents paramètres gouvernant cet accident sont les plus défavorables possible. En outre, on applique le critère de défaillance unique, c'est-à-dire que dans la situation accidentelle, on postule en plus la défaillance d'un composant quelconque. Cela conduit à ce que les systèmes intervenant en cas d'accident (arrêt d'urgence, injection de sécurité, etc.) soient constitués d'au moins deux voies redondantes.

Quatrième niveau : maîtrise des accidents avec fusion du cœur

Ces accidents ont été étudiés à la suite de l'accident de Three Mile Island (1979) et sont désormais pris en compte dès la conception des nouveaux réacteurs tels que l'EPR. Il s'agit soit d'exclure ces accidents, soit de concevoir des systèmes permettant d'y faire face. L'étude de ces accidents sera réévaluée à la lumière du retour d'expérience de l'accident de Fukushima.

Cinquième niveau : limitation des conséquences radiologiques en cas de rejets importants

Il s'agit là de la mise en œuvre de mesures de plan d'urgence incluant des mesures de protection des populations : mise à l'abri, ingestion de comprimés d'iode stable pour saturer la thyroïde et éviter qu'elle fixe l'iode radioactif véhiculé par le panache radioactif, évacuation, restrictions de consommation d'eau ou de produits agricoles, etc.

3.2 Le management de la sûreté

Le management de la sûreté consiste en l'instauration d'une culture de sûreté au sein des organisations de gestion des risques. La culture de sûreté est définie par l'INSAG¹, groupe consultatif international pour la sûreté nucléaire placé auprès du directeur général de l'AIEA², comme l'ensemble des caractéristiques et des attitudes qui, dans les organismes et chez les individus, font que les questions relatives à la sûreté des installations nucléaires bénéficient, en priorité, de l'attention qu'elles méritent en raison de leur importance.

La culture de sûreté traduit donc la façon dont l'organisation et les individus remplissent leurs rôles et assument leurs responsabilités vis-à-vis de la sûreté. Elle constitue un des fondements indispensables au maintien et à l'amélioration de la sûreté. Elle engage les organismes et chaque individu à prêter une attention particulière et appropriée à la sûreté. Elle doit s'exprimer au niveau individuel par une approche rigoureuse et prudente et une attitude interrogative qui permettent à la fois le partage du respect des règles et l'initiative. Elle trouve une déclinaison opérationnelle dans les décisions et les actions liées aux activités.

¹ INSAG : International Nuclear Safety Group

² AIEA : Agence internationale de l'énergie atomique

3.3 Le retour d'expérience

Le retour d'expérience participe à la défense en profondeur. Il consiste en la mise en œuvre d'un système fiable de détection des anomalies qui peuvent survenir, telles que des défaillances de matériels ou des erreurs d'application de procédure. Ce système doit permettre de déceler de manière précoce tout fonctionnement anormal et d'en tirer les conséquences (notamment en termes d'organisation) afin d'éviter que ces anomalies ne se reproduisent. Le retour d'expérience englobe les événements qui se produisent en France et à l'étranger dès lors qu'il est pertinent de les prendre en compte pour renforcer la sûreté nucléaire ou la radioprotection.

4. Le contrôle des installations nucléaires civiles par l'ASN

Le parc nucléaire français civil est par sa taille le deuxième parc nucléaire au monde. Il comprend un ensemble de 150 installations nucléaires : 58 réacteurs à eau pressurisée qui produisent la majeure partie de l'électricité consommée en France, un réacteur de type EPR en construction, les différentes installations du cycle du combustible, des installations de recherche et des installations en démantèlement.

L'ASN, avec l'appui technique de l'IRSN et de ses groupes permanents d'experts, s'attache à assurer un contrôle rigoureux de la sûreté. Conformément à la loi, elle veille à l'amélioration continue de la sûreté des installations nucléaires civiles françaises, notamment par le processus des réexamens périodiques et la prise en compte du retour d'expérience.

L'ASN effectue tous les ans plus de 700 inspections dans les installations nucléaires civiles françaises. Ces contrôles s'exercent par échantillonnage et par l'analyse des justifications apportées par l'exploitant quant au respect de la réglementation.

En complément de ce contrôle continu, les exploitants sont tenus, sous le contrôle de l'ASN, de réexaminer périodiquement (en général tous les dix ans) la sûreté de leurs installations, conformément au III de l'article 29 de la loi TSN. Le réexamen décennal est l'occasion de contrôler en profondeur la conformité de l'installation à ses propres exigences de sûreté nucléaire. Il a aussi pour but d'apporter des modifications à l'installation afin d'améliorer son niveau de sûreté et de répondre dans la mesure du possible aux exigences applicables aux installations les plus récentes. Le réexamen de sûreté permet à l'ASN de juger de la possibilité de poursuivre l'exploitation de l'installation jusqu'au prochain réexamen décennal.

Par ailleurs, l'ASN analyse les écarts survenant dans les installations nucléaires. Elle s'assure que l'exploitant a procédé à une analyse pertinente de l'événement, a pris les dispositions appropriées pour corriger la situation et en éviter la répétition, et a diffusé le retour d'expérience. L'ASN et l'IRSN effectuent également un examen global du retour d'expérience des événements. Ce retour d'expérience peut se traduire par des demandes d'amélioration de l'état des installations et de l'organisation adoptée par l'exploitant mais également par des évolutions de la réglementation technique.

Le retour d'expérience englobe les événements qui se produisent en France et à l'étranger dès lors qu'il est pertinent de les prendre en compte pour renforcer la sûreté nucléaire ou la radioprotection.

Enfin, l'ASN s'investit fortement dans les relations avec ses homologues étrangères, aux plans bilatéral, communautaire et international. L'ASN développe des coopérations bilatérales actives (plus de 20 accords de coopération avec ses homologues) ; elle est impliquée dans plusieurs associations d'Autorités de sûreté et de radioprotection. En outre, dans le respect des dispositions de la loi TSN, l'ASN participe, à la demande du Gouvernement, à la représentation française dans les instances des organisations internationales et communautaires compétentes en ces domaines.

5. Le pouvoir de sanction de l'ASN

Dans certaines situations où l'action de l'exploitant n'est pas conforme à la réglementation ou à la législation, ou lorsqu'il importe qu'il mette en œuvre des actions appropriées pour remédier sans délai aux risques les plus importants, l'ASN dispose de plusieurs modes d'action.

En cas de manquement à la réglementation, ses outils sont notamment :

- la demande officielle de l'ASN à l'exploitant au travers d'une lettre de suite d'inspection ;
- la mise en demeure de l'ASN à l'exploitant de régulariser, dans un délai déterminé, sa situation administrative ou de satisfaire à certaines conditions imposées ;
- des sanctions administratives, prononcées après mise en demeure, pouvant aller jusqu'à la suspension temporaire du fonctionnement de l'installation nucléaire.

Les sanctions administratives sont définies aux articles 41 à 44 de la loi TSN :

- la consignation entre les mains d'un comptable public d'une somme répondant du montant des travaux à réaliser ;
- l'exécution d'office de travaux aux frais de l'exploitant (les sommes éventuellement consignées préalablement pouvant être utilisées pour payer ces travaux) ;
- la suspension du fonctionnement de l'installation ou du déroulement de l'opération jusqu'à ce que l'exploitant l'ait mise en conformité.

La loi prévoit également des mesures prises à titre conservatoire pour la sauvegarde de la sécurité, de la santé et de la salubrité publiques ou de la protection de l'environnement. Ainsi, l'ASN peut :

- suspendre le fonctionnement d'une INB à titre provisoire, avec information sans délai des ministres en charge de la sûreté nucléaire, en cas de risques graves et imminents ;
- prescrire à tout moment les évaluations et la mise en œuvre des dispositions nécessaires en cas de menace pour les intérêts cités ci-dessus.

Concomitamment à l'action administrative de l'ASN, des procès-verbaux peuvent être dressés par les inspecteurs de l'ASN et transmis au procureur de la République.

6. La démarche française des évaluations complémentaires de sûreté

Comme pour les accidents de Three Mile Island et de Tchernobyl, le retour d'expérience approfondi de l'accident de Fukushima pourra prendre une dizaine d'années³.

L'accident de Fukushima, déclenché par un séisme et un tsunami d'une ampleur exceptionnelle, a confirmé que, malgré les précautions prises dans la conception, la construction et l'exploitation des installations nucléaires, un accident est toujours possible. Dans ce contexte et compte tenu de la connaissance qu'elle a des 150 installations nucléaires françaises par le contrôle qu'elle exerce, l'ASN a considéré, dans les jours qui ont suivi l'accident, qu'une démarche d'évaluation complémentaire de la sûreté des installations vis-à-vis du type d'événements qui ont entraîné la catastrophe de Fukushima devait être engagée sans délai, même s'il n'était pas nécessaire de prendre des mesures d'urgence immédiates.

La réalisation de ces évaluations a lieu en complément de la démarche de sûreté menée de manière permanente et décrite précédemment.

Ces évaluations complémentaires de sûreté s'inscrivent dans un double cadre : d'une part, la réalisation d'un audit de la sûreté nucléaire des installations nucléaires civiles françaises au regard des événements de Fukushima qui a fait l'objet d'une saisine de l'ASN le 23 mars 2011 par le Premier ministre en application de l'article 8 de la loi TSN et, d'autre part, l'organisation de « tests de résistance » demandée par le Conseil européen lors de sa réunion des 24 et 25 mars 2011.

³ Pour rappel, six années furent nécessaires après l'accident de Three Mile Island pour évaluer la proportion du cœur du réacteur qui avait fondu.

6.1 Un cahier des charges des ECS cohérent avec les dispositions du cahier des charges européen

Pour encadrer la réalisation des évaluations complémentaires de sûreté, l'ASN a pris, le 5 mai, douze décisions prescrivant aux différents exploitants d'installations nucléaires la réalisation de ces évaluations complémentaires de sûreté selon un cahier des charges précis. Les évaluations complémentaires de sûreté portent sur la robustesse des installations face à des situations extrêmes du type de celles qui ont conduit à l'accident de Fukushima. Elles sont complémentaires de la démarche de sûreté conduite de manière permanente. Ces douze décisions sont jointes en annexe.

Afin d'assurer la cohérence entre les démarches européenne et française, le cahier des charges français des évaluations complémentaires de sûreté a été élaboré sur la base du cahier des charges européen rédigé par l'association WENRA⁴ et approuvé par l'ENSREG⁵ le 25 mai 2011. Les dispositions du cahier des charges français sont cohérentes avec le cahier des charges européen.

L'évaluation complémentaire de sûreté consiste ainsi en une réévaluation ciblée des marges de sûreté des installations nucléaires à la lumière des événements qui ont eu lieu à Fukushima, à savoir des phénomènes naturels extrêmes (séisme, inondation et leur cumul) mettant à l'épreuve les fonctions de sûreté des installations et conduisant à un accident grave. L'évaluation porte d'abord sur les effets de ces phénomènes naturels ; elle s'intéresse ensuite au cas d'une perte d'un ou plusieurs des systèmes importants pour la sûreté mis en cause à Fukushima (alimentations électriques et systèmes de refroidissement), quelle que soit la probabilité ou la cause de la perte de ces fonctions ; enfin elle traite de l'organisation et de la gestion des accidents graves pouvant résulter de ces événements.

Trois aspects principaux sont inclus dans cette évaluation :

- Les dispositions prises en compte dans le dimensionnement de l'installation et la conformité de celle-ci aux exigences de conception qui lui sont applicables ;
- La robustesse de l'installation au-delà de ce pour quoi elle est dimensionnée ; l'exploitant identifie notamment les situations qui conduisent à une brusque dégradation des séquences accidentelles («effets falaise »⁶) et présente les mesures permettant de les éviter ;
- Toute possibilité de modification susceptible d'améliorer le niveau de sûreté de l'installation.

6.2 Un cahier des charges des ECS au champ plus étendu que le cahier des charges européen

L'ASN a décidé de faire porter les évaluations complémentaires de sûreté sur toutes les installations nucléaires françaises et non pas seulement sur les réacteurs de puissance. Ainsi, la quasi-totalité des 150 installations nucléaires françaises seront soumises à une évaluation complémentaire de sûreté, y compris par exemple le réacteur EPR en cours de construction ou l'usine de retraitement de combustibles usés de La Hague⁷. Pour cela, le cahier des charges français a été enrichi par rapport à celui adopté par l'ENSREG au niveau européen.

Par ailleurs, l'association des parties prenantes, notamment le HCTISN, dès le début du processus a conduit l'ASN à mettre un accent particulier sur la prise en compte des facteurs sociaux, organisationnels et humains, et notamment la sous-traitance. En effet, l'accident de Fukushima a montré que la capacité de l'exploitant et, le cas échéant, de ses prestataires à s'organiser pour travailler en cas d'accident grave est un élément essentiel de la maîtrise d'une telle situation. Cette capacité à s'organiser est également un élément essentiel de la prévention des accidents, de la maintenance des installations et de la qualité de leur exploitation. Les conditions du recours à la sous-traitance sont aussi abordées dans les évaluations complémentaires de sûreté françaises.

Le 3 mai 2011, le HCTISN a émis un avis favorable sur le cahier des charges des évaluations complémentaires de sûreté. L'avis du HCTISN est joint en annexe.

⁴ WENRA : Western European Nuclear Regulators Association

⁵ ENSREG : European Nuclear Safety Regulators' Group

⁶ Par exemple, dans le cas d'une inondation, le niveau d'eau augmenterait progressivement et un effet falaise serait atteint lorsque le niveau d'eau parvient au sommet de la digue et inonde la totalité d'un site.

⁷ Sont exclues moins d'une dizaine d'installations dont le démantèlement est en voie d'achèvement.

6.3 Un cahier des charges des ECS qui permet aussi de prendre en compte une partie des situations consécutives à un acte de malveillance

Même si l'accident de Fukushima n'est pas lié à un acte de malveillance et si la prise en compte de ces actes ne figurait pas dans les conclusions du Conseil européen de mars 2011, la démarche des évaluations complémentaires de sûreté permet de prendre en compte une partie des situations consécutives à un acte de malveillance.

En effet, les actes de malveillance sont une cause possible parmi d'autres (défaillance d'un matériel, agression d'origine naturelle, aux activités humaines) d'une perte des alimentations électriques ou du refroidissement pouvant entraîner un accident nucléaire. Or les pertes d'alimentations électriques et de refroidissement, quelle qu'en soit la cause, sont spécifiquement abordées dans le cadre des évaluations complémentaires de sûreté et figurent dans le présent rapport.

Par ailleurs, la lutte contre la malveillance elle-même est examinée par les États européens dans un groupe dédié à ce sujet.

La proximité de ces sujets (malveillance, sûreté) fait que, dans beaucoup de pays étrangers (Etats-Unis, Canada, Japon, Russie, Finlande, Espagne, Suède, Suisse, Ukraine...), ils sont traités par l'Autorité en charge de la sûreté nucléaire. A ce titre, la France fait figure d'exception.

6.4 Une hiérarchisation des installations concernées

Les évaluations complémentaires de sûreté concernent la quasi-totalité des 150 installations nucléaires de base en France (58 réacteurs électronucléaires, réacteur EPR en construction, installations de recherche, usines du cycle du combustible).

Ces installations ont été réparties en trois catégories selon leur vulnérabilité aux phénomènes ayant causé l'accident de Fukushima et l'importance des conséquences d'un accident qui les affecterait.

Pour les 79 installations jugées prioritaires, dont les 59 réacteurs de puissance en fonctionnement ou en construction, les exploitants (AREVA, CEA, EDF, Institut Laue-Langevin) ont remis leurs rapports à l'ASN le 15 septembre 2011. Compte tenu des délais impartis, l'ASN a demandé aux exploitants des installations nucléaires prioritaires de présenter leurs conclusions en utilisant les données disponibles et en s'appuyant sur les études de sûreté existantes et le jugement d'ingénieur. Les exploitants devaient également proposer les études complémentaires, à mener notamment sur les points faibles et les « effets falaise » identifiés, ainsi qu'un calendrier adapté pour ces études.

Pour les installations moins prioritaires, les exploitants doivent remettre leurs rapports avant le 15 septembre 2012.

Enfin, les autres installations seront traitées par des demandes adaptées de l'ASN, notamment à l'occasion de leur prochain réexamen décennal de sûreté, à l'exception d'une dizaine d'installations dont le démantèlement est en voie d'achèvement.

La liste des installations nucléaires, dont les installations prioritaires, figure en annexe de ce rapport.

6.5 L'appui d'une expertise multiple

Conformément au principe de responsabilité première de l'exploitant, qui est le fondement de la sûreté nucléaire et un principe reconnu dans les textes internationaux, les évaluations complémentaires de sûreté ont donné lieu dans un premier temps et pour chaque installation concernée à l'établissement par l'exploitant d'un rapport répondant au cahier des charges défini par l'ASN.

Afin d'analyser les rapports remis par les exploitants le 15 septembre 2011, l'ASN a mobilisé l'expertise de son appui technique, l'IRSN, qui a remis son rapport début novembre. L'ASN a également réuni, les 8, 9 et 10 novembre 2011, deux des sept groupes permanents d'experts qu'elle consulte sur les sujets les plus importants : le groupe permanent d'experts pour les réacteurs et le groupe permanent d'experts pour les laboratoires et usines. Ces groupes d'experts, constitués d'experts français et étrangers, ont remis à l'ASN leur avis daté du 10 novembre 2011. Cet avis est joint en annexe de ce rapport.

En parallèle, l'association nationale des CLI (ANCCLI) a mandaté des experts pour examiner les rapports remis par les exploitants à l'ASN. Plusieurs CLI ont également engagé des analyses : la CLIS de Fessenheim a remis à l'ASN une étude portant sur le risque d'inondation pour la centrale nucléaire de Fessenheim; les CLI de Chinon, Civaux, Dampierre, Golfech, Gravelines, Saint-Laurent et les trois CLI du Cotentin ont transmis leur avis sur les rapports des exploitants. Enfin, des experts mandatés par le Grand Duché du Luxembourg et les Länder allemands de Sarre et de Rhénanie-Palatinat ainsi que la fédération nationale mines-énergie CGT ont transmis à l'ASN des éléments d'analyse de ces rapports.

Les évaluations complémentaires de sûreté ont ainsi donné lieu à une forte mobilisation des exploitants, des experts, des parties prenantes et de l'ASN.

Les premières conclusions de l'ASN sur les évaluations complémentaires de sûreté des installations nucléaires prioritaires sont fondées sur l'examen de l'ensemble de ces travaux et des résultats de son action de contrôle. Elles font l'objet du présent rapport.

6.6 Une démarche ouverte et transparente

L'ASN a attaché la plus haute importance à ce que cette démarche soit effectuée de manière ouverte et transparente : le Haut comité pour la transparence et l'information sur la sécurité nucléaire (HCTISN), les commissions locales d'information (CLI) et plusieurs Autorités de sûreté étrangères ont été invités à participer en observateurs aux inspections ciblées conduites par l'ASN et à assister aux réunions des groupes permanents d'experts ; ces diverses parties prenantes ont également été destinataires des rapports transmis par les exploitants.

Par ailleurs, l'ASN a mis en ligne sur son site internet (www.asn.fr) les rapports des exploitants, le rapport de l'IRSN, l'avis des groupes permanents d'experts et les lettres de suite des inspections qu'elle a réalisées.

Enfin, l'ASN a publié plusieurs notes d'information et a organisé trois conférences de presse les 9 mai, 14 septembre et 17 novembre 2011.

Le présent rapport de l'ASN sera également rendu public et fera l'objet d'une présentation à la presse.

Le HCTISN a émis le 8 décembre 2011 un avis sur le processus d'évaluation complémentaire de sûreté. Cet avis, joint en annexe, souligne notamment que les informations relatives à l'accident de Fukushima ont été relayées auprès du public de manière satisfaisante.

7. Les inspections ciblées

L'ASN a engagé une campagne d'inspections ciblées sur des thèmes en lien avec l'accident de Fukushima. Ces inspections visaient à contrôler sur le terrain la conformité des matériels et de l'organisation de l'exploitant au regard du référentiel de sûreté existant.

Les thèmes abordés lors de ces inspections ont été les suivants :

- la protection contre les agressions externes, en particulier la résistance au séisme et la protection contre les inondations ;
- la perte des alimentations électriques ;
- la perte des sources de refroidissement ;
- la gestion opérationnelle des situations d'urgence radiologique.

7.1 Organisation des inspections ciblées

Trente-huit inspections ont été programmées et réalisées par des équipes comprenant plusieurs inspecteurs de l'ASN accompagnés par l'IRSN. Cette campagne d'inspections a ainsi représenté 110 journées d'inspection sur le terrain.

Ces inspections ciblées ont été programmées entre les mois de juin et d'octobre 2011. Elles se sont déroulées, pour un site donné, sous la forme d'inspections renforcées de plusieurs jours permettant de couvrir, par sondage, l'ensemble des thèmes évoqués ci-dessus. Elles se sont appuyées sur un référentiel commun aux centrales nucléaires d'une part, aux autres installations nucléaires civiles d'autre part et ont privilégié les visites de terrain aux contrôles documentaires.

Un bilan des inspections ciblées est présenté au chapitre 1 du rapport. Ce bilan, réalisé à partir des lettres de suite d'inspection, reprend les observations les plus représentatives pour chaque catégorie d'installations. Il n'est donc pas exhaustif et ne constitue pas un jugement de l'ASN sur la sûreté de ces installations nucléaires.

L'intégralité des demandes formulées par les inspecteurs de l'ASN est disponible dans les lettres de suite envoyées aux exploitants publiées sur le site internet www.asn.fr. Les références des lettres de suite sont rappelées en annexe.

7.2 Transparence et information du public

Comme toutes les autres lettres de suite d'inspections de l'ASN, les lettres de suite des inspections ciblées post Fukushima ont été publiées sur le site internet de l'ASN (www.asn.fr).

Par ailleurs, l'ASN a souhaité associer des représentants de la société civile à ses inspections. L'ASN a ainsi proposé aux commissions locales d'information (CLI) auprès des installations nucléaires et au Haut comité pour la transparence et l'information à la sécurité nucléaire (HCTISN) de participer en tant qu'observateurs à des inspections ciblées, sous réserve de l'accord de l'exploitant.

L'ASN a également invité des inspecteurs des Autorités de sûreté allemande, suisse, belge et luxembourgeoise à assister à quelques inspections ciblées en France.

51 observateurs extérieurs ont ainsi participé aux inspections ciblées réalisées par l'ASN, principalement dans les centrales nucléaires.

8. Une démarche qui va être poursuivie

Le retour d'expérience de l'accident de Fukushima pourra prendre une dizaine d'années. A titre de première étape, il est apparu nécessaire d'évaluer sans délai la robustesse des installations vis-à-vis de situations extrêmes. C'est le but des évaluations complémentaires de sûreté qui ont donné lieu à une mobilisation exceptionnelle des exploitants, des experts, des parties prenantes et de l'ASN.

A l'issue des évaluations complémentaires de sûreté des installations nucléaires prioritaires, l'ASN considère que les installations examinées présentent un niveau de sûreté suffisant pour qu'elle ne demande pas l'arrêt immédiat d'installations. Dans le même temps, l'ASN considère que la poursuite de l'exploitation des installations nécessite d'augmenter dans les meilleurs délais leur robustesse face à des situations extrêmes.

L'ASN imposera donc aux exploitants, au premier trimestre de 2012, un ensemble de dispositions et renforcera les exigences de sûreté relatives à la prévention des risques naturels (séisme et inondation), à la prévention des risques liés aux autres activités industrielles, à la surveillance des sous-traitants et au traitement des non conformités. Les décisions correspondantes de l'ASN seront publiées sur le site internet www.asn.fr. Par la suite, l'ASN s'assurera du respect par les exploitants de la centaine de prescriptions qu'elle aura édictées, ainsi que de la prise en compte des nouveaux référentiels qu'elle aura approuvés.

L'ASN veillera également à tirer les conséquences des résultats des revues croisées menées au niveau européen (« peer review »).

Par ailleurs, l'ASN considère que des études complémentaires doivent être entreprises pour compléter certains aspects, en particulier les premières analyses conduites par les exploitants. Elle en fera la demande dans les prochaines semaines aux exploitants dans des lettres qui seront également publiées sur son site internet.

A l'été 2012, l'ASN présentera l'avancement de l'ensemble de ces actions.

L'ASN poursuivra en outre la conduite du processus d'évaluation complémentaire de sûreté des installations nucléaires moins prioritaires dont les rapports devront être remis par les exploitants avant le 15 septembre 2012.

L'ASN considère que ces premières évaluations complémentaires de sûreté ont permis de conforter l'intérêt de cette démarche innovante et complémentaire de la démarche de sûreté actuelle. Elle envisage de pérenniser cette évaluation complémentaire des marges de sûreté en l'imposant lors des réexamens de sûreté décennaux à venir.

Enfin, l'ASN continuera de participer activement à l'ensemble des analyses qui seront menées dans le monde pour mieux comprendre l'accident de Fukushima et en tirer le retour d'expérience.

CHAPITRE 1

Bilan des inspections ciblées menées en 2011 sur les thèmes en lien avec l'accident de Fukushima

1 • Introduction	17
1.1 Organisation des inspections ciblées	
1.2 Transparence et information des publics	
2 • Bilan des inspections ciblées menées en 2011 sur les thèmes en lien avec l'accident de Fukushima pour les réacteurs à eau sous pression (REP)	18
➤ Synthèse des inspections	
2.1 Protection des installations face à une inondation d'origine externe	20
2.1.1 Introduction	
2.1.2 Organisation	
2.1.3 Règle particulière de conduite en cas d'inondation	
2.1.4 Suivi des critères de prévisions (météorologiques, de crue et de marées)	
2.1.5 Prise de décision en cas d'alerte	
2.1.6 Mise en application des procédures	
2.1.7 Travaux et modifications réalisés à la suite de l'événement du Blayais	
2.1.8 Surveillance de la protection volumétrique (PV)	
2.1.9 Maintenance des moyens de protection contre l'inondation	
2.1.10 Moyens mobiles de pompage (MMP)	
2.1.11 Alimentation des pompes en cas de perte des alimentations électriques externes	
2.1.12 Isolement du site en cas d'inondation	
2.1.13 Inondation des galeries inter-tranches et gestion	
2.1.14 Diversité des moyens de télécommunication	
2.1.15 Optimisation des rejets à l'annonce d'un risque d'inondation	
2.1.16 Exercices : déploiement du matériel de protection et de lutte contre une inondation (batardeaux, sacs de sable, moyens mobiles de pompage)	
2.1.17 Évaluation générale sur le thème « protection des installations en situation d'inondation d'origine externe »	
2.2 Protection des installations face à un séisme	28
2.2.1 Introduction	
2.2.2 Organisation	
2.2.3 Instrumentation	
2.2.4 Démarche séisme événement	
2.2.5 Évaluation générale sur le thème « Protection des installations en situation de séisme »	
2.3 Perte de la source froide	36
2.3.1 Introduction	
2.3.2 Organisation / facteurs humains	
2.3.3 Conformité des systèmes de la station de pompage au référentiel national EDF (déploiement de la directive particulière DP 143)	
2.3.4 Prise en compte du retour d'expérience (REX) et notamment la disposition transitoire 303 relative à la conduite à tenir en cas de colmatage de la source froide	
2.3.5 Anticipation : moyens de surveillance, de prévention et de détection	
2.3.6 Gestion du refroidissement en situation dégradée	
2.3.7 Maintenance, entretien et maintien de la disponibilité des équipements, entretien des locaux	
2.3.8 Évaluation générale sur le thème « perte de la source froide »	
2.4 Perte des alimentations électriques	40
2.4.1 Introduction	
2.4.2 Organisation et exploitation	
2.4.3 Groupes électrogènes de secours	
2.4.4 Turbines à combustion (TAC)	
2.4.5 Turboalternateur de secours (LLS)	
2.4.6 Transformateurs électriques	
2.4.7 Entreposage de fioul	
2.4.8 Entreposage d'huile et de liquide de refroidissement	
2.4.9 Gestion de la perte des alimentations électriques	
2.4.10 Évaluation générale sur le thème « perte des alimentations électriques »	

2.5	Gestion opérationnelle des situations accidentelles	45
2.5.1	Introduction	
2.5.2	Règles de conduite en cas d'incidents ou d'accidents	
2.5.3	Organisation mise en place dans le cadre du plan d'urgence interne (PUI)	
2.5.4	Évaluation générale sur le thème « gestion des situations accidentelles »	
3	Bilan des inspections ciblées menées en 2011 sur les thèmes en lien avec l'accident de Fukushima sur les installations Laboratoires, Usines, Déchets et Démantèlement (LUDD)	53
	<i>➤ Synthèse des inspections</i>	
3.1	Présentation générale des sites et des installations	54
3.1.1	Réacteurs expérimentaux	
3.1.2	Installations du cycle du combustible nucléaire	
3.1.3	Autres installations	
3.2	Protection des installations en situation d'inondation d'origine externe	57
3.2.1	Réacteurs expérimentaux	
3.2.2	Installations du cycle du combustible nucléaire	
3.2.3	Autres installations	
3.3	Protection des installations en situation de séisme	61
3.3.1	Réacteurs expérimentaux	
3.3.2	Installations du cycle du combustible nucléaire	
3.3.3	Autres installations	
3.4	Perte de la source froide	66
3.4.1	Réacteurs expérimentaux	
3.4.2	Installations du cycle du combustible nucléaire	
3.4.3	Autres installations	
3.5	Perte des alimentations électriques	68
3.5.1	Réacteurs expérimentaux	
3.5.2	Installations du cycle du combustible nucléaire	
3.5.3	Autres installations	
3.6	Gestion opérationnelle des situations accidentelles et gestion de crise	72
3.6.1	Introduction et référentiel considéré	
3.6.2	Organisation mise en place pour la gestion des situations incidentelles/accidentelles	
3.6.3	Coordination avec les acteurs externes	
3.6.4	Exercices et prise en compte du REX	
3.6.5	Moyens de gestion de crise	
3.6.6	Locaux de crise et points de regroupements	
3.6.7	Conclusion	

BILAN DES INSPECTIONS CIBLÉES MENÉES EN 2011 SUR LES THÈMES EN LIEN AVEC L'ACCIDENT DE FUKUSHIMA

1. Introduction

En complément des évaluations complémentaires de sûreté, l'ASN a effectué une campagne d'inspections ciblées sur des thèmes en lien avec l'accident de Fukushima. Ces inspections, menées sur l'ensemble des installations nucléaires jugées prioritaires, ont visé à contrôler sur le terrain la conformité des matériels et de l'organisation de l'exploitant au regard du référentiel de sûreté existant.

Les thèmes abordés lors de ces inspections ont été les suivants :

- la protection contre les agressions externes, en particulier la résistance au séisme et la protection contre les inondations,
- la perte des alimentations électriques,
- la perte des sources de refroidissement,
- la gestion opérationnelle des situations d'urgence radiologique.

1.1 Organisation des inspections ciblées

38 inspections ont été programmées et réalisées par des équipes comprenant plusieurs inspecteurs de l'ASN accompagnés de l'IRSN. Cette campagne d'inspections a représenté 110 journées d'inspection sur le terrain.

Ces inspections dites « ciblées » ont été programmées entre les mois de juin et octobre 2011. Elles se sont déroulées, pour un site donné, sous la forme d'inspections renforcées de plusieurs jours (continues ou non) permettant de couvrir, par sondage, l'ensemble des thèmes évoqués ci-dessus. Elles se sont appuyées sur un référentiel commun aux centrales nucléaires d'une part, et aux autres installations nucléaires civiles d'autre part et ont privilégié les visites de terrain aux contrôles documentaires.

Le présent bilan reprend les observations les plus représentatives de chaque catégorie d'installations et n'est donc pas exhaustif. L'intégralité des demandes formulées par les inspecteurs de l'ASN est néanmoins disponible dans les lettres de suite envoyées aux exploitants. Les références de ces lettres de suite sont rappelées en annexe.

Les conclusions des inspections ciblées ont permis à l'ASN de compléter son analyse des rapports d'évaluation complémentaires de sûreté, et ont pu l'amener à prendre des prescriptions complémentaires pour renforcer la sûreté nucléaire des installations.

1.2 Transparence et information des publics

Comme toutes les autres lettres de suite d'inspections de l'ASN, les lettres de suite des inspections ciblées post Fukushima ont été publiées sur le site internet de l'ASN (www.asn.fr).

Par ailleurs, l'ASN a souhaité associer des représentants de la société civile à ses inspections. L'ASN a ainsi proposé aux commissions locales d'information (CLI) auprès des installations nucléaires et au Haut comité pour la transparence et l'information à la sécurité nucléaire (HCTISN) de participer à quelques inspections ciblées en tant qu'observateurs, sous réserve de l'accord de l'exploitant.

L'ASN a également invité les inspecteurs des Autorités de sûreté allemande, suisse, belge et luxembourgeoise à assister à quelques inspections ciblées en France.

51 observateurs extérieurs ont ainsi participé aux inspections ciblées réalisées par l'ASN, principalement sur les centrales nucléaires.

2. Bilan des inspections ciblées menées en 2011 sur les thèmes en lien avec l'accident de Fukushima sur les réacteurs à eau sous pression (REP)

➤ Synthèse des inspections

Les inspections ont montré que les cinq sujets visés par le programme n'étaient pas toujours correctement pris en compte vis-à-vis du référentiel existant. Les principales actions qu'EDF devra mettre en œuvre sont résumées ci dessous.

1. Concernant le thème de l'inondation, les conclusions issues des inspections sont mitigées et variées suivant les sites. L'ASN considère que l'organisation mise en place pour gérer le risque d'inondation répond de manière satisfaisante à ses attentes. Cependant, l'ASN considère que la gestion de la protection volumétrique¹ doit être améliorée sur plusieurs sites inspectés. EDF devra donc porter particulièrement ses efforts sur la surveillance et la maintenance de la protection volumétrique. En outre, l'ASN considère qu'EDF devra définir et mettre en œuvre des exercices permettant de tester les matériels et les équipes pour ce type de situation et prendre en compte le retour d'expérience de ces exercices. Enfin, l'ASN considère que des progrès devront être faits sur les thèmes suivants :

- la rigueur dans la déclinaison sur les sites des règles particulières de conduite en cas d'inondation ;*
- le suivi des paramètres météorologiques, de crue et de marée ;*
- le planning de réalisation des travaux décidés dans le cadre du retour d'expérience de l'inondation partielle du site du Blayais en 1999 ;*
- la gestion des moyens mobiles de pompage.*

2. Concernant le thème du séisme, l'ASN considère que les inspections ont montré des lacunes sur plusieurs sites et que des progrès doivent être globalement réalisés sur l'ensemble des sites. Il importe de réaliser des exercices simulant un séisme conduisant à mettre en œuvre les procédures prévues et préparer le personnel à ce type de situation. De plus, l'ASN considère que la problématique séisme-événement² doit être mieux prise en compte dans les procédures et dans l'exploitation quotidienne des tranches. Enfin, EDF devra veiller au respect de la RFS I.3.b³ relative à l'instrumentation sismique, notamment pour ce qui concerne la connaissance du matériel par les agents, son entretien et son étalonnage. Globalement, l'ASN considère que ce sujet doit faire l'objet d'une vigilance permanente d'EDF afin d'éviter que les enjeux associés à cette agression soient perdus de vue dans l'exploitation quotidienne des réacteurs.

EDF a indiqué à l'ASN avoir déjà entrepris des actions pour répondre aux constats de l'ASN (campagnes de sensibilisation au risque séisme lancées sur tous les sites, nomination d'un référent séisme local, vérification en cours du positionnement des capteurs de mesure de séisme, mises à jour de procédures). L'ASN considère que ce sujet devra faire l'objet d'actions prioritaires en 2012.

3. L'ASN considère que la source froide, dont le rôle est fondamental pour la sûreté, nécessite une vigilance particulière. Les événements récents de colmatage ou de perte partielle de la source froide, à Cruas et à Fessenheim en décembre 2009 notamment, ont montré sa vulnérabilité et ont conduit EDF à engager un plan d'action pour renforcer la robustesse de toutes ses sources froides. L'ASN a demandé à EDF d'engager une revue de conception de l'ensemble de ses sources froides. L'ASN demandera à EDF les conclusions détaillées de cette revue de conception site par site, et le plan d'action associé assorti d'échéances.

¹ Dans une situation d'inondation, les matériels permettant de garantir la sûreté des réacteurs doivent rester opérationnels. Des dispositifs de protection sont donc mis en œuvre, lorsque nécessaire, pour se prémunir de différents aléas pouvant conduire à une inondation. Cette protection repose sur plusieurs lignes de défense (digues, murets, réseaux d'évacuation des eaux...), dont la protection volumétrique. Le périmètre de protection volumétrique, qui englobe les bâtiments contenant les matériels permettant de garantir la sûreté des réacteurs, a été défini par EDF de façon à garantir qu'une arrivée d'eau à l'extérieur de ce périmètre ne conduit pas à une inondation des locaux situés à l'intérieur de ce périmètre. Concrètement, la protection volumétrique est constituée des murs, plafonds et planchers. Les protections des ouvertures existant sur ces voiles (portes, trémies...) peuvent constituer des voies d'eau potentielles en cas d'inondation.

² La démarche « séisme événement » a pour objectif de prévenir de l'agression d'un matériel nécessaire en cas de séisme par un matériel ou une structure non classée au séisme, en particulier des matériels mis en place provisoirement pour des chantiers de maintenance

³ RFS I.3.b du 8 juin 1984 relative à l'instrumentation sismique.

Les inspections conduites par l'ASN en 2011 ont montré que l'état général des installations était correct mais qu'un certain nombre d'écarts subsistent sur certains sites. La rigueur d'exploitation et de maintenance, la surveillance de l'état des matériels et des ouvrages, et la déclinaison exhaustive des directives nationales sont en règle générale des axes d'amélioration pour de nombreux sites. Dans de nombreux sites, la maintenance du circuit SEC doit être améliorée.

Pour début 2013, EDF a prévu de renforcer le référentiel de sûreté de la source froide.

4. En matière d'alimentations électriques, les inspecteurs de l'ASN ont jugé les sites d'EDF globalement satisfaisants mais perfectibles, notamment sur les points suivants :

- *rigueur apportée aux documents d'exploitation et de maintenance (remplissage des documents opérationnels, mise à jour des programmes de maintenance) ;*
- *état physique de certains matériels liés à l'entreposage de fioul (corrosion de tuyauteries, infiltrations d'eau) ;*
- *gestion des fluides nécessaires aux groupes électrogènes (analyses périodiques) ;*
- *contrôles périodiques associés aux TAC sur certains sites.*

5. La conduite en situation accidentelle peut être améliorée. L'organisation mise en œuvre par les sites dans le cadre du PUI est satisfaisante. L'ASN considère qu'EDF devra améliorer la gestion des locaux de repli et certaines conventions passées avec des organismes extérieurs.

2.1 Protection des installations face à une inondation d'origine externe

2.1.1 Introduction

Contexte

L'inondation est un risque pris en compte à la conception des installations et réévalué lors des réexamens de sûreté ou à la suite de certains événements exceptionnels, comme l'inondation partielle de la centrale du Blayais lors de la tempête du 27 décembre 1999. Cette réévaluation porte principalement sur le niveau d'eau maximal pris en compte pour dimensionner les ouvrages de protection des sites, appelé cote majorée de sécurité (CMS). Le mode de calcul de cette CMS est donné par la règle fondamentale de sûreté RFS I.2.e. La CMS révisée prend en compte des causes d'inondation supplémentaires, comme les pluies de forte intensité, la rupture de capacités de stockage d'eau, la remontée de nappe phréatique ou les raz de marée pour les sites en bord de mer.

A la suite de l'inondation partielle de la centrale du Blayais en décembre 1999, EDF a procédé, à la demande de l'ASN, pour chacun de ses sites nucléaires, à une réévaluation globale du risque inondation.

Initialement, les plateformes ont été calées en fonction du niveau d'eau calculé à l'amont ou au droit du site, en prenant en compte des marges, notamment par rapport aux tassements futurs. Des digues ont été construites dans certains cas (Blayais). Lors de la réévaluation de la CMS en raison de la parution de la RFS I.2.e, des protections mobiles (batardeaux) ont été mises en place sur les sites présentant une CMS supérieure à la cote de la plateforme (Belleville par exemple). A la suite de l'incident survenu à Blayais, des travaux d'amélioration de la protection ont été décidés ; ils sont achevés pour certains sites et en cours ou en voie d'être engagés pour d'autres.

Enjeux

Les risques engendrés par les inondations et les crues sont notamment :

- la perte de l'alimentation en eau par inondation des matériels de pompage ou par arrivée massive de détritiques ;
- la perte d'alimentations électriques externes par inondation du poste d'interconnexion ;
- la perte, par inondation, de matériels importants pour la sûreté ;
- l'isolement prolongé du site, notamment sans possibilité de renouvellement des équipes, de ravitaillement en carburant pour les groupes électrogènes de secours ou d'apport de moyens mobiles de secours.

Référentiel de contrôle

EDF décrit les résultats de ses évaluations et des protections contre les risques d'inondation d'origine externe qui en découlent dans chacun de ses rapports de sûreté et également dans les dossiers établis dans le cadre du dossier inondation (appelés également « dossiers de site stade 3 »), mis à jour pour prendre en compte les demandes de l'ASN à la suite de la réunion des groupes permanents d'experts des 21 et 22 mars 2007 dédiée à l'examen de la protection des réacteurs à eau sous pression en exploitation et d'autres installations nucléaires contre les risques d'inondation externe.

Les sites s'appuient également sur des documents opérationnels, notamment pour anticiper et gérer une situation d'inondation ; il s'agit par exemple de la règle particulière de conduite (RPC) inondation spécifique à chaque site et utilisée pour lancer de façon anticipée des actions limitant les risques (exemple : mise à l'arrêt du réacteur) ou les effets de l'inondation.

L'objectif des inspections sur ce thème était de vérifier la conformité des installations à ce référentiel. Des visites de terrain ont été réalisées afin de constater l'avancement du plan d'action mis en œuvre par EDF et vérifier la disponibilité et l'état du matériel contribuant aux dispositions permettant de protéger le site en cas d'inondation, en particulier les matériels participant à la protection volumétrique⁴ (PV) et les

⁴ Dans une situation d'inondation, les matériels permettant de garantir la sûreté des réacteurs doivent rester opérationnels. Des dispositifs de protection sont donc mis en œuvre, lorsque nécessaire, pour se prémunir de différents aléas pouvant conduire à une inondation. Cette protection repose sur plusieurs lignes de défense (digues, murets, réseaux d'évacuation des eaux...), dont la protection volumétrique. Le périmètre de protection volumétrique, qui englobe les bâtiments contenant les matériels permettant de garantir la sûreté des réacteurs, a été défini par EDF de façon à garantir qu'une arrivée d'eau à l'extérieur de ce périmètre ne conduit pas à une inondation des locaux situés à l'intérieur de ce périmètre. Concrètement, la protection volumétrique est constituée des murs, plafonds et planchers. Les protections des ouvertures existant sur ces voiles (portes, trémies...) peuvent constituer des voies d'eau potentielles en cas d'inondation.

moyens mobiles de pompage. Certains exercices de mise en œuvre des protections ont également été réalisés.

2.1.2 Organisation

Les inspecteurs de l'ASN ont cherché à connaître l'organisation mise en place pour gérer le risque inondation.

Les services centraux d'EDF ont établi pour chacun de leurs sites un ensemble de documents présentant pour le risque inondation d'origine externe les dispositions de protection (dispositifs et procédures) adaptées aux spécificités de site. La plupart des sites disposent d'un référent inondation, ce que l'ASN considère satisfaisant ; toutefois, leurs missions ne sont pas toujours décrites (Bugey, Saint-Alban, Cruas).

En raison de leurs vulnérabilités à l'inondation, certains sites disposent d'un plan d'urgence interne (PUI) spécifique à la gestion de ce type de crise dit « PUI sûreté inondation » (par exemple à Belleville ou à Blayais) utilisé en cas d'alerte. Certains sites réalisent des exercices de mise en œuvre du PUI sûreté inondation (tous les 4 ans à Blayais) complétés par des exercices partiels (mise en œuvre des moyens de pompage ou de « mini » batardeaux⁵ tous les ans à Blayais). La maintenance et le suivi du matériel est réalisée le plus souvent par les équipes communes (en charge des rondes journalières).

L'ASN considère que la plupart des sites répondent de manière satisfaisante à cette problématique.

2.1.3 Règle particulière de conduite en cas d'inondation

Les services centraux d'EDF établissent des notes concernant la conduite, appelées règles particulières de conduite (RPC), en cas de risque d'inondation pour les sites vulnérables. Ces notes sont prescriptives et doivent être intégrées par les sites (c'est-à-dire que les exigences doivent être reprises dans des notes de conduite applicables par le site) au maximum 6 mois après leur réception. Ces notes sont régulièrement mises à jour pour prendre en compte le retour d'expérience d'une part et le résultat des études de vulnérabilité d'autre part.

La doctrine nationale est déclinée par la plupart des sites, parfois avec du retard (Bugey, Blayais), mais certains écarts ont été détectés par les inspecteurs : critères d'alerte incohérents (Blayais), une dérogation en place depuis plusieurs mois sans moyen de mitigation mis en œuvre (Belleville), incohérence avec les exigences du PUI (Bugey), absence d'alerte par Météo France faute de convention (Cattenom), exigences de la RPC pas entièrement prises en compte (Saint-Alban).

Certains sites n'ont pas intégré la dernière version de la RPC et prévoient de le faire dans les mois à venir (Tricastin en cours, Dampierre en mai 2012). Sur le site de Gravelines, la RPC n'a pas été déclinée depuis 2008, et a été remplacée depuis par une nouvelle RPC sortie en 2010 qui n'a pas non plus été déclinée. Enfin, certaines nouvelles RPC applicables modifient radicalement les hypothèses ; par exemple, à Tricastin, le site est désormais considéré comme isolable et exposé à une perte des alimentations électriques externes en cas d'inondation, ce qui n'est pas le cas dans les procédures en vigueur le jour de l'inspection.

Par ailleurs, certaines analyses mériteraient d'être réalisées de façon systématique lors de la déclinaison locale des RPC, mais ne le sont pas (analyse d'écart entre les différentes versions non réalisée à Chooz, impact sur les facteurs socio-organisationnels et humains non analysé à Gravelines).

L'ASN considère donc que l'intégration sur les sites des règles particulières de conduite en cas d'inondation doit être améliorée.

Les procédures de conduite, lorsqu'elles existent, mentionnent de nombreuses actions selon les niveaux d'alerte. A titre d'exemple, pour Belleville, diverses actions sont prévues pour isoler le site et garantir son alimentation électrique (liaison du transformateur de soutirage au poste électrique de Gauglin, blocage de disjoncteurs, vérification de la protection volumétrique, fermeture de trémies et de vannes, mise en place de batardeaux...). La mise en place des batardeaux, des sacs de sable et des moyens mobiles de pompage, la

⁵ Digue, barrage provisoire établi pour protéger une zone.

fermeture des portes étanches reposent uniquement sur des interventions humaines. Ce type d'organisation ne tient donc pas compte d'un événement à cinétique rapide (comme par exemple le risque d'effacement de barrage), de manque d'accessibilité sur l'ensemble de la plate-forme ou du manque de personnel compétent à un moment donné.

L'ASN considère qu'EDF doit étudier les possibilités de développer des moyens passifs c'est-à-dire ne nécessitant pas d'intervention humaine.

2.14 Suivi des critères de prévisions (météorologiques, de crue et de marées)

Le système d'alerte (critères et procédures à suivre dans les différentes phases) est généralement décrit dans les règles et consignes particulières de conduite (CPC) associées à l'inondation. Ces systèmes d'alerte sont généralement composés de différentes phases (le plus souvent veille, vigilance, pré-alerte et alerte) au cours desquelles des actions spécifiques sont déclenchées. Les critères sont différents suivant les sites (par exemple prévision de vitesse du vent et niveaux d'eau à l'aspiration à Blayais, débits et gradients de débits du Rhône à Bugey, débit de la Seine à Nogent).

Une convention nationale a été signée entre Météo France et EDF DTG (Direction Technique générale) le 29 mai 2009 permettant aux sites d'avoir les informations nécessaires, en particulier vents et précipitations, pour anticiper une situation de risque d'inondation. Il existe d'autres conventions par exemple avec le SHOM (service hydrographique et océanographique de la marine) pour les marées, avec des concessionnaires de barrages (par exemple à Bugey avec la Compagnie Nationale du Rhône « CNR »). Certains services de l'État sont également sollicités : par exemple, c'est la préfecture de l'Ain qui informe le CNPE (Centre Nucléaire de Production d'Électricité) du Bugey en cas de rupture de barrage, la préfecture des Ardennes qui informe le CNPE de Chooz pour les alertes de crue de la Meuse.

Lors des inspections ont été détectées des anomalies ponctuelles pouvant remettre en cause la détection de l'atteinte de ces seuils et donc le lancement dans les délais impartis des actions appropriées :

- absence de suivi : Bugey (absence de suivi des niveaux d'eau pendant plusieurs jours en raison du manque de papier dans le fax), Nogent (plage de valeur des capteurs d'instrumentation incompatible avec le seuil de la phase de pré-alerte) ;
- manque de suivi : Bugey (manque de rigueur dans le renseignement des gammes de surveillance du débit du Rhône), Cruas (valeurs de débit du Rhône réactualisées trop peu souvent, certaines valeurs pas prises en compte) ;
- critères multiples : Cruas, Blayais et Flamanville (différents critères suivant les documents) ;
- risque de valeurs erronées : Blayais (gamme ne prenant pas en compte les incertitudes de mesure), Bugey (valeurs de débit du Rhône calculées au jugé), Gravelines (pas de vérification des relevés de prévisions météorologiques) ;
- absence de convention avec un organisme donnant des données de surveillance de débit du Rhône : Saint-Alban.

L'ASN considère que le suivi des critères météorologiques, de crue et de marée doit être amélioré.

2.15 Prise de décision en cas d'alerte

La responsabilité de diffusion de l'information varie suivant l'organisation des sites. Sur la plupart des sites, la protection de site reçoit les prévisions et les transmet en salle de commande. L'information est parfois directement transmise en salle de commande (Nogent, Blayais). Le chef d'exploitation valide dans la plupart des sites les changements de phases qui déclenchent les actions spécifiques des procédures prévues en cas de risque d'inondation.

Les données météorologiques, de crue ou de marée sont généralement correctement transmises et interprétées. Cependant, les inspecteurs ont noté :

- un manque d'ergonomie des procédures d'alerte sur certains sites (notamment Belleville, Cruas, Paluel, Saint-Laurent) susceptible de générer des confusions et donc une prise de décision erronée ou tardive ;

- un manque de communication interservices : Penly (fichier de suivi des marées non partagé entre les services), Fessenheim (organisation mise en place pour transmettre les données météorologiques au service conduite pas parfaitement connue des intervenants), Cruas (chef d'exploitation informé trop peu fréquemment de l'évolution des débits, pas de réacteur désigné comme pilote).

L'ASN considère que la mise en œuvre du système d'alerte inondation sur les sites doit être améliorée.

2.1.6 Mise en application des procédures

Certains sites ont été concernés par des situations nécessitant le passage en phase de vigilance ou par le déclenchement du PUI sûreté inondation du site (par exemple Fessenheim en 2007, Belleville en 2008, Blayais en 2009 et 2010, Bugey, Saint-Alban et Tricastin en 2010).

Le retour d'expérience est globalement positif. Toutefois, les sites du Tricastin et de Saint-Alban n'ont pas été en mesure de présenter aux inspecteurs la gamme de conduite renseignée correspondante au dernier passage en phase de vigilance, notamment la partie correspondant au contrôle de la protection volumétrique.

L'ASN considère donc qu'au cours des crises réelles les consignes ont été globalement respectées mais que des progrès doivent être réalisés sur certains sites.

2.1.7 Travaux et modifications réalisés à la suite de l'événement du Blayais

Une note définit pour chaque site les travaux devant être réalisés dans le cadre du retour d'expérience de l'inondation partielle du site du Blayais en décembre 1999. Ces travaux peuvent consister en la mise en place de batardeaux, de trémies, de joints inter-bâtiments, des surélévations ou la mise en place de digues... Les inspecteurs ont vérifié que les échéances sont respectées et que l'entretien et la surveillance sont réalisés conformément aux préconisations.

Certains sites ont entièrement intégré les modifications (Cattenom, Fessenheim, Belleville). D'autres sont en cours de mise en place de ces modifications, en conformité avec les échéances prévues (Saint-Laurent, Tricastin, Dampierre).

Les inspecteurs ont cependant noté des retards ou des écarts :

- les travaux de mise en conformité de la protection volumétrique sont très en retard sur certain site (Chooz) ;
- la « bunkérisation » demandée pour le bâtiment BES (bâtiment d'entretien de site) de Saint-Alban et pour le poste d'accès principal de Cruas n'est pas mise en place ; en outre, le site de Saint-Alban n'a pas été en mesure de démontrer clairement si des mesures compensatoires sont mises en œuvre ; enfin, les travaux de génie civil (écran de protection et rehausse du remblai de la route d'accès) prennent du retard ;
- les batardeaux approvisionnés pour le site de Saint-Alban ne sont pas conformes aux exigences d'approvisionnement ;
- à Gravelines, la marge minimale par rapport à la CMS n'est pas conforme aux exigences du référentiel d'EDF sur une partie du site (muret côté accès est).

L'ASN considère que l'avancement des travaux décidés à la suite de l'événement du Blayais en 1999 doit respecter les échéances convenues avec l'ASN. En particulier, des moyens compensatoires devront être mis en œuvre rapidement pour les sites dont les travaux sont reportés.

2.1.8 Surveillance de la protection volumétrique (PV)

Les services centraux d'EDF ont établi une doctrine nationale que les sites doivent décliner.

Les sites doivent réaliser une surveillance quotidienne de la protection volumétrique et mettre en place certaines dispositions en cas de perte d'étanchéité (planifiée ou fortuite). La gestion de la protection volumétrique doit être réalisée dans le logiciel de gestion du matériel « Sygma ». Les équipes doivent

également réaliser les ouvertures et les fermetures des trémies et contrôler, via un point d'arrêt, la conformité des éléments de la protection volumétrique après intervention.

Le travail de déclinaison a été réalisé pour Blayais depuis 2008 qui apparaît comme plus en avance sur le sujet que d'autres sites (ex : Dampierre, Cattenom). D'autres sites font appel au site du Blayais pour décliner la note nationale. Cette surveillance est parfois réalisée en même temps que la sectorisation incendie (Saint-Alban, Dampierre par exemple). D'autres sites ont décliné cette note, ce qui n'appelle pas de remarque de l'ASN pour les sites de Bugey, Flamanville, Penly, Paluel, Saint-Alban, Saint-Laurent et Cattenom. Enfin, sur certains sites, cette note n'est pas déclinée (à Chooz par exemple parce que la PV n'est pas encore en place).

En revanche, les visites de terrain ont mis en évidence que des progrès doivent être réalisés sur plusieurs sites, qui ne respectent pas en l'état la doctrine nationale :

- absence d'identification exhaustive des éléments participant à la PV (Fessenheim, Nogent, Bugey, Flamanville, Chooz, Gravelines, Blayais) ;
- absence de vérification des éléments participant à la PV avant divergence (Cruas, Fessenheim, Gravelines, Dampierre) ;
- absence de vérification exhaustive quotidienne de la PV (Tricastin, Blayais) ;
- absence d'utilisation de Sygma (notamment Nogent, Gravelines, Chinon).

L'ASN considère que la gestion de la PV doit être améliorée dans son ensemble.

2.1.9 Maintenance des moyens de protection contre l'inondation

Les inspecteurs ont examiné les contrôles périodiques réalisés sur les moyens de protection (protection volumétrique, batardeaux, digues, pompes...). Ces essais sont généralement formalisés dans des programmes de maintenance spécifiques aux sites et des essais périodiques.

Des consignes de surveillance existent sur la plupart des digues (Blayais, Flamanville, Cruas) et des batardeaux. Par ailleurs, les visites terrain ont montré le bon état général des protections sur certains sites (Fessenheim, Gravelines, Cattenom, Chooz).

Cependant, les inspecteurs ont constaté que certains éléments des installations (trémies, batardeaux, murets de protection, joints inter-bâtiments) étaient en mauvais état (fuites, détérioration, mauvaise qualité) et, en conséquence, susceptibles de remettre en cause la protection volumétrique sur les sites concernés. L'événement de remontée de nappe et présence d'eau dans des locaux des réservoirs de fioul des groupes électrogènes survenu à Cattenom le 15 mai 2010 montre une maîtrise insuffisante de la problématique. En outre, d'autres écarts ont été constatés sur plusieurs sites ; par exemple :

- Cattenom : présence d'eau au niveau des réservoirs de fioul des groupes électrogènes de secours due à une infiltration au niveau des joints inter-bâtiments formant la PV entre la nappe phréatique et les bâtiments ;
- Dampierre : béton d'une trémie d'accès à la station de pompage dégradé ;
- Nogent : présence d'eau de pluie en station de pompage en raison de défauts sur des trémies participant à la PV ;
- à Flamanville, le programme de base de maintenance « génie civil » du site ne prévoit qu'un contrôle visuel de la digue, sans visite subaquatique. Or, la visite de la digue a permis de constater que le musoir⁶ s'affaissait de manière significative.

De plus, la résorption des écarts affectant la PV est parfois longue (6 mois sur Dampierre, 8 mois sur Cattenom) et non tracée (à Saint-Laurent, par exemple, l'historique de mise en place des masques n'est pas entièrement tracé, malgré la présence d'un défaut de moyen de levage). Les inspecteurs ont noté que sur plusieurs sites, les joints inter-bâtiments n'ont pas de date limite de validité. Dans ce cas, l'ASN considère qu'une surveillance régulière devra être mise en œuvre.

⁶ Musoir : pointe extrême de la digue du chenal d'aménée

L'ASN considère que la surveillance et l'entretien des dispositifs de protection doit être améliorée dans son ensemble.

2.1.10 Moyens mobiles de pompage (MMP)

Les inspecteurs ont interrogé les sites sur les moyens mobiles de pompage (MMP) disponibles en cas d'inondation. A l'issue de la réunion des groupes permanents d'experts (réacteurs, laboratoires et usines) des 21 et 22 mars 2007, les capacités et le nombre de MMP avaient été validés pour l'ensemble des sites. Le nombre de MMP et leur capacité varient suivant les sites en fonction des vulnérabilités et du nombre de réacteurs (8 pompes à Dampierre et Cattenom, 6 à Bugey, Saint-Alban et Blayais, 3 à Belleville, 1 à Flamanville, 4 à Saint-Laurent, 11 pompes à Tricastin).

Ces moyens mobiles de pompage sont gérés par des notes spécifiques liées à l'inondation ou par des notes liées au référentiel PUI (par exemple Bugey) détaillant leur nombre, leur gestion et leur localisation.

Ces moyens mobiles de pompage font parfois l'objet d'une maintenance préventive annuelle (Cattenom, Fessenheim, Tricastin) mais celle-ci fait le plus souvent défaut (Dampierre, Gravelines), notamment pour les tuyaux ; néanmoins, certains sites ont décidé de rédiger des notes afin de lancer ce contrôle (Nogent, Saint-Laurent). Enfin, les inspecteurs soulignent que cette maintenance doit être réalisée de façon échelonnée afin de garantir la présence sur site d'un nombre minimal de MMP (contrairement à Tricastin, par exemple, qui réalise tous ses essais le même jour à l'extérieur du site et qui, en cas d'inondation, ne dispose plus d'aucun moyen de pompage). Enfin, certaines pompes ne sont pas équipées de compteur permettant d'être alerté de la saturation des bâches.

L'ASN considère que la gestion des MMP sur les sites doit être améliorée.

Pour les sites ayant du matériel mobile de pompage, le matériel est en bon état, parfois stocké dans des magasins dédiés.

Pour l'ensemble des sites qui ont été interrogés, les MMP sont des moyens propres à la gestion de l'inondation et ne sont pas requis en cas d'incendie, ce que l'ASN considère satisfaisant.

2.1.11 Alimentation des pompes en cas de perte des alimentations électriques externes

La plupart des sites disposent de réservoirs de fioul et de groupes électrogènes mais leur nombre et leur autonomie varient suivant les spécificités des sites, notamment entre les sites concernés par une perte des alimentations électriques externes en cas d'inondation et ceux qui ne le sont pas. La durée d'autonomie est liée à la capacité du réservoir de fioul et aux capacités de réapprovisionnement.

Il faut souligner le cas du site du Tricastin, pour lequel il est prévu un seul groupe électrogène pour alimenter les pompes éloignées des sources de courant. Il répond aux exigences du référentiel inondation de 2004, mais ne prend pas en compte le risque de perte des alimentations électriques externes en situation d'inondation. Ceci devra donc être revu à la lumière de la RPC inondation de 2011 qui modifie ce diagnostic et considère le site comme exposé au MDTE en cas d'inondation. Le site du Blayais devra également tester les procédures prévues en cas de perte des alimentations électriques externes à savoir un pendulage mis en œuvre par RTE.

L'ASN considère que l'alimentation des pompes en cas de MDTE doit être améliorée.

2.1.12 Isolement du site en cas d'inondation

Les caractéristiques de l'isolement des sites en cas d'inondation sont connues et décrites dans le rapport de sûreté. Elles dépendent de nombreux paramètres (altimétrie des routes, vulnérabilité de l'environnement...) et sont différentes suivant les sites (7 jours à Belleville, 3 jours à Nogent, 12 heures à Gravelines, 2 jours à Tricastin). Pour les sites concernés par le risque d'isolement, des procédures pour faire face à cette situation sont définies (Nogent, Saint-Alban), en particulier dans le cadre du PUI.

Il faut souligner que la nouvelle RPC inondation de 2011 du Tricastin indique que ce site est à présent exposé à un isolement qui nécessite que le site revoie toute sa stratégie dans ce domaine. De même, à Cruas, les nouvelles procédures font passer la durée d'isolement de 2 jours à 12 jours sans qu'aucune action ait été menée sur le site pour prendre en compte cet allongement. Certaines situations d'inondations sont prévisibles (Blayais, Belleville) ou à cinétique lente (Fessenheim) permettant d'anticiper l'organisation d'alerte. Certains sites ont également signé des conventions avec les services de l'Etat comme le SDIS (Belleville, Blayais).

L'ASN considère que la gestion de l'isolement du site est globalement satisfaisante, sauf pour Tricastin et Cruas qui devront rapidement prendre en compte dans leurs procédures de conduite et leurs organisations le risque d'isolement.

Plusieurs sites limitent le risque d'isolement par la mise en place d'héliports (Cattenom, Chooz, Nogent, Tricastin et 2 sur Belleville) ou leur construction dans les années à venir (Fessenheim en 2015). Saint-Alban prévoit de modifier les routes d'accès pour les rendre non inondables et un exercice d'atterrissage d'hélicoptère a été réalisé.

Les moyens (humains, matériels, vivres...) prévus en cas de risque d'inondation pour garantir les conditions des agents bloqués sur site sont généralement ceux prévus dans le cadre du PUI (Cattenom, Fessenheim) ou de la RPC (Blayais). Certains sites ont pris des dispositions en cas de nécessité pour le personnel de rester sur le site (Fessenheim). Certains sites, non inondables (Nogent par exemple), disposent tout de même de 90 matelas gonflables et de gonfleurs dans le cadre de l'organisation PUI, permettant à une astreinte de 60 personnes de dormir sur place, ainsi que de rations de survie prévues pour 24 heures et stockées en permanence au magasin.

L'ASN considère qu'EDF a correctement pris en compte l'isolement des sites dans la définition des moyens mis en œuvre en cas d'isolement du site.

2.1.13 Inondation des galeries inter-tranches et gestion

Les galeries inter-tranches des salles des machines ne sont pas étanches pour certains sites (Chooz, Nogent, Paluel) en cas d'inondation ; ce qui peut provoquer une inondation des salles des machines (comme lors de l'incident de 2006 à Nogent), pouvant nécessiter une gestion multi-tranches. Néanmoins, celle-ci semble être définie dans la plupart des procédures de conduite (Blayais, Cattenom, Chooz, Fessenheim).

L'ASN considère qu'EDF a pris en compte de manière satisfaisante dans ses procédures de conduite l'éventualité d'une inondation des galeries inter tranches.

2.1.14 Diversité des moyens de télécommunications

Les moyens de télécommunication apparaissent comme diversifiés, les câbles de liaison interne sont prévus pour résister à l'inondation, et les sites inspectés disposent d'au moins un téléphone satellite.

L'ASN considère cette organisation et sa mise en œuvre satisfaisantes.

2.1.15 Optimisation des rejets à l'annonce d'un risque d'inondation

Lorsqu'un risque d'inondation est prévu, la plupart des procédures de conduite indiquent des actions à mener (vidange de bâches par exemple). Les inspecteurs notent néanmoins, que le site de Chooz ne l'a pas pris en compte considérant le savoir faire des agents comme suffisant.

L'ASN considère que les actions à mener en cas d'annonce de risque inondation doivent être clairement indiquées.

2.1.16 Exercices : déploiement du matériel de protection et de lutte contre une inondation (atardeaux, sacs de sable, moyens mobiles de pompage)

Les inspecteurs ont demandé si des exercices de déploiement des moyens mobiles de pompage étaient réalisés. C'est le cas pour la plupart des sites, mais ces exercices sont souvent réalisés de manière partielle sans test de fonctionnement réel (Blayais, Belleville, Tricastin) ou réalisés de manière trop peu fréquente (dernier exercice en 2008 à Saint-Alban et en 2004 à Chooz). D'autres sites n'ont jamais réalisé de tels exercices, mais certains d'entre eux ont prévu de les mettre en œuvre (Nogent). Enfin, le retour d'expérience réalisé lors de ces exercices n'est pas toujours pris en compte (Saint-Laurent). Sur G ravelines, les exercices (2010) ont montré que les moyens mobiles de pompage ne sont pas suffisamment régulièrement mis en œuvre pour assurer un pompage dans des délais raisonnables.

Les inspecteurs ont fait procéder sur plusieurs sites à des exercices de mise en œuvre des moyens mobiles de pompage et ont été globalement satisfaits du résultat à Cattenom, Penly, Saint-Alban, Fessenheim. En revanche, à Tricastin, lors des trois exercices réalisés plusieurs écarts ponctuels ont été relevés, les inspecteurs ont noté que le plan de mise en place des atardeaux n'est pas ergonomique, que les atardeaux sont identifiés de manière confuse, que la note de mise en place des protections mobiles n'est pas exhaustive et que les joints d'étanchéité utilisés ne sont pas de bonne qualité.

L'exercice réalisé lors de l'inspection menée à Saint-Alban a permis de montrer l'inadéquation de certaines des actions demandées dans les procédures : action susceptible d'engendrer des rejets radioactifs à l'extérieur du site (dans un scénario où les eaux d'inondation seraient contaminées avec des particules radioactives), porte coupe-feu non bloquée susceptible de détériorer le tuyau de pompage, action imposant une rupture de confinement et de sectorisation incendie, gamme d'essai incomplète induisant une absence de contrôle de la PV dans certains cas.

Les conclusions de l'exercice mené à Cruas ont également montré que des améliorations devaient être menées sur le stockage des éléments permettant le pompage, le délai de déploiement (3 heures), la longueur des câbles électriques...

Globalement, les inspecteurs notent que peu de sites mettent en œuvre de façon réelle les MMP lors d'exercices permettant notamment d'améliorer les procédures en place et de former le personnel à ces situations. L'ASN considère que des exercices de mise en œuvre des MMP et de test en fonctionnement réel doivent être réalisés sur l'ensemble des sites a minima une fois par an et que les enseignements doivent être intégrés dans les procédures.

2.1.17 Évaluation générale sur le thème « protection des installations en situation d'inondation d'origine externe »

L'ASN considère que l'organisation mise en place pour gérer le risque d'inondation répond de manière satisfaisante aux attentes de l'ASN. Il en va de même pour la gestion multi tranche, la gestion de l'isolement (excepté pour Tricastin et Cruas) ainsi que la diversité des moyens de communication.

Cependant, l'ASN considère que la gestion de la protection volumétrique doit être améliorée sur plusieurs sites. EDF devra donc porter particulièrement ses efforts sur la surveillance et la maintenance de la protection volumétrique.

En outre, EDF devra définir et mettre en œuvre des exercices permettant de tester les matériels et les équipes à ce type de situation et prendre en compte le retour d'expérience de ces exercices.

Enfin, EDF devra améliorer :

- la rigueur dans la déclinaison sur les sites des règles particulières de conduite en cas d'inondation ;
- le suivi des paramètres météorologiques, de crue et de marée ;
- le planning de réalisation des travaux décidés dans le cadre du retour d'expérience de l'inondation partielle du site du Blayais en 1999 ;
- la gestion des moyens mobiles de pompage.

2.2 Protection des installations face à un séisme

2.2.1 Introduction

Contexte

Les séismes font partie des risques naturels auxquels les installations nucléaires doivent pouvoir faire face. La protection des installations contre les risques liés aux séismes repose d'une part sur la définition des sollicitations sismiques à prendre en compte pour la conception et d'autre part sur les dispositions parasismiques à mettre en œuvre pour se prémunir des effets associés à ces sollicitations. Ces dispositions sont prises dès la conception des installations et réexaminées périodiquement en fonction de l'évolution des connaissances et de la réglementation, en particulier à l'occasion des réexamens de sûreté décennaux.

Lors de ces réexamens de sûreté, de nombreuses vérifications sont menées par l'exploitant et évaluées par l'ASN et l'IRSN.

La règle fondamentale de sûreté RFS 2001-01, parue en 2001, définit les sollicitations sismiques à prendre en compte. Cette RFS est complétée par le guide ASN 02.01, daté de 2006, qui fixe les règles de construction à prendre en compte pour se prémunir des effets associés aux séismes. EDF applique également la RFS I.3.b relative à l'instrumentation sismique.

Enjeu

Un séisme peut avoir des effets simultanés sur plusieurs parties d'une installation nucléaire et sur son environnement. Il pourrait provoquer un événement initiateur d'un accident tout en mettant hors service des systèmes de sauvegarde prévus pour parer à cet événement initiateur. Il pourrait avoir des effets plus globaux sur l'installation et son environnement, tels qu'un départ d'incendie ou la perte de l'alimentation électrique de l'installation.

Le principe retenu pour la conception est que la centrale doit être dimensionnée pour être ramenée et maintenue dans des conditions d'arrêt sûr, après un séisme correspondant à un niveau d'agression au moins équivalent à celui du séisme majoré de sécurité (SMS). Cet objectif est porté par des matériels, des systèmes et des structures à qui sont attribués des exigences de comportement (intégrité, capacité fonctionnelle, opérabilité). En outre, il est nécessaire de prendre en compte l'éventualité d'une défaillance d'éléments n'ayant pas un rôle de sûreté mais pouvant en cas de séisme aggraver des systèmes participant à la sûreté du point de vue du risque sismique.

Référentiel de contrôle

EDF décrit les résultats de ses évaluations et des protections qui en découlent dans chacun de ses rapports de sûreté qui font l'objet d'une évaluation périodique de l'ASN au travers des réexamens de sûreté des installations.

Les sites s'appuient également sur des documents opérationnels, notamment pour anticiper et gérer une situation de séisme ; il s'agit par exemple des comptes rendus d'essais périodiques ou de maintenance réalisés sur l'instrumentation utilisée par les sites en cas de séisme.

L'objectif des inspections sur ce thème était de vérifier la conformité des installations à ce référentiel. Ces inspections ont notamment donné lieu à des visites de terrain et des exercices afin d'évaluer l'efficacité de l'organisation mise en œuvre par EDF.

2.2.2 Organisation

Lors des inspections, une attention particulière a été donnée à l'analyse et l'efficacité de l'organisation prévue à la suite de la survenue d'un séisme.

Afin de réaliser cette analyse, les inspecteurs se sont appuyés sur les notes d'organisation en vigueur, la répartition des responsabilités et les plans de formation des agents et des intervenants extérieurs. En outre, un exercice simulant la survenue d'un séisme a été réalisé quasiment sur l'ensemble des sites inspectés

pour vérifier que les actions prévues dans les notes sont réalisables et réalisées correctement dans des délais adéquats.

Référentiel séisme

L'ASN a estimé satisfaisant que certains sites disposent d'une personne référente dans le domaine du séisme. Cependant, les inspecteurs ont noté que plusieurs sites n'ont pas formalisé la nomination du référent séisme (avec la liste de ses tâches, ses formations, ses responsabilités) et n'ont pas donné de justification de formation dans le domaine.

Documents opératoires post-séisme

Des incohérences ont été relevées dans certains documents opérationnels utilisés en cas de séisme (par exemple, logigramme et texte de la procédure incohérents, inversion de la numérotation des accéléromètres triaxiaux sur la baie EAU⁷, en particulier sur Flamanville). En outre, certaines consignes ne donnent pas de conduite à tenir en cas d'indisponibilité d'une des mesures (par exemple à Chooz en cas de panne sur l'accéléromètre situé sur le plancher piscine du bâtiment réacteur du réacteur 1).

Enfin, certains documents opératoires ne respectaient pas les standards de qualité (date de validation, annotations manuscrites...).

Le paragraphe 2.3 de la RFS I.3.b (« Exploitation de l'instrumentation sismique ») indique : « en cas de dépassement du niveau de séisme correspondant au spectre d'amplitude moitié du spectre de dimensionnement adapté au site sur l'une quelconque des mesures, l'exploitant devra immédiatement rejoindre l'état de repli considéré, pour chaque tranche, comme le plus sûr ». La procédure de certains sites relative à la conduite à tenir en cas de séisme précise, en cas de dépassement du demi séisme de dimensionnement, que les réacteurs sont passés dans l'état le plus sûr, en concertation avec RTE (réseau de transport d'électricité) et le COPM (centre opérationnel production marchés).

L'ASN considère que cette étape ne répond pas à une exigence de sûreté, qu'elle n'est pas conforme à la RFS I.3.b et que les procédures doivent être corrigées en conséquence.

Diagnostic post-séisme

La RFS I.3.b indique que « la reprise de l'exploitation ne pourra être effectuée qu'après justification auprès de l'ASN de l'innocuité du séisme sur le comportement ultérieur de l'installation ; l'analyse du comportement des équipements importants pour la sûreté sera [...] nécessaire pour obtenir l'autorisation de poursuivre l'exploitation des tranches. ». Les inspections ont mis en évidence qu'il n'existait pas de liste formalisée de vérifications à réaliser sur les installations (équipements et bâtiments) à la suite d'un séisme supérieur au demi séisme de dimensionnement. Certains sites ont indiqué que les alarmes présentes en salle de commande permettent de connaître l'indisponibilité des matériels importants pour la sûreté. Ces alarmes ne permettent pas de connaître l'état des bâtiments et des matériels non importants pour la sûreté (IPS) mais qui permettent de maintenir le réacteur à l'état sûr à long terme. D'autres sites ont indiqué que les services centraux d'EDF seraient sollicités dans une telle situation.

L'ASN considère que toute situation de crise doit être préalablement anticipée et faire l'objet d'une formalisation détaillée pour éviter, le moment venu, des prises de décision dans des conditions de stress. L'ASN considère que le diagnostic à mener à la suite d'un séisme ne peut pas s'appuyer uniquement sur les alarmes situées en salle de commande. Ce diagnostic doit être formalisé et doit tenir compte de l'état du réacteur au moment du séisme.

Moyens disponibles en cas de séisme

Lors des inspections, les inspecteurs ont constaté que le séisme est géré par l'organisation de crise et les moyens matériels et organisationnels définis par le PUI. Cette approche ne prend pas en compte, après un séisme, l'état potentiel des voies internes de communication pour acheminer les secours, la vulnérabilité des réseaux de fluides ou l'état de certains bâtiments de stockage des moyens de secours ou d'autres bâtiments abritant les personnes désignées dans les procédures comme prenant les décisions.

⁷ Baie EAU : baie du système d'instrumentation de l'enceinte pour les auscultations et mesures sismiques

L'ASN considère qu'EDF doit identifier pour l'ensemble de ses sites les moyens généraux indispensables en cas de séisme sur le site. EDF vérifiera que ces moyens (internes et externes au site) sont robustes au séisme majoré de sécurité tel que défini dans les rapports de sûreté. Le cas échéant, d'autres moyens seront définis dans un PUI (radiologique ou autre) et mis en œuvre.

Formation

De manière générale, les inspecteurs ont noté que, sur la plupart des sites, les opérateurs de conduite ne sont pas sensibilisés au risque sismique (caractéristiques et manifestation physique associées à un séisme supérieur au seuil de déclenchement des alarmes ou au seuil de repli du réacteur).

Prise en compte dans le programme de formation du risque sismique

Le programme de formation suivi par les agents EDF (« Académie des métiers ») impose de connaître les exigences de la directive interne (DI) n°81 « pérennité de la qualification aux conditions accidentelles des matériels installés sur les tranches REP ». Cette DI exige de prendre en compte la démarche de séisme événement⁸. En outre, les nouveaux agents bénéficient d'un compagnonnage. Enfin, des campagnes de sensibilisation sont également menées (par exemple à Blayais en 2007, Flamanville depuis 2010).

Cependant, certaines observations réalisées lors des visites de terrain ont montré que la démarche de séisme événement n'est pas correctement et entièrement prise en compte (par exemple un pont roulant sur le site du Blayais n'était pas dans sa position de garage). Les documents opérationnels ne mentionnent pas toujours ce point (analyses de risques et trames de visites de chantier de Chooz par exemple).

Plus largement, sur la plupart des sites, les inspecteurs ont noté que la seule exigence en matière de formation sur la thématique séisme est la formation relative à la démarche séisme-événement.

L'ASN considère qu'EDF doit définir des dispositions de sensibilisation et de formation, complémentaires à celles existantes, pour le personnel du site, aussi bien pour le personnel interne que pour les intervenants externes, afin de garantir de façon pérenne la prise en compte du risque séisme sur les sites.

Mise à l'arrêt après séisme

L'ensemble des sites appliquent la règle fondamentale de sûreté (RFS) I.3.b relative à l'instrumentation sismique. Le paragraphe 2.3 (« Exploitation de l'instrumentation sismique ») indique : « en cas de dépassement du niveau de séisme correspondant au spectre d'amplitude moitié du spectre de dimensionnement adapté au site sur l'une quelconque des mesures, l'exploitant devra immédiatement rejoindre l'état de repli considéré, pour chaque tranche, comme le plus sûr ». Le délai de mise à l'arrêt ne figure pas dans les consignes de conduite présentées. De plus, les sites ont indiqué aux inspecteurs qu'aucun exercice de simulation de séisme n'avait été organisé (voir paragraphe formation du présent chapitre). A ce titre, l'estimation du délai de repli se doit d'être testée et confortée sur le terrain. Enfin, lors des exercices réalisés, certains sites n'ont pas pu répondre correctement à cette exigence (délai supérieur à 1 heure à Blayais, 1h30 à Fessenheim), en particulier en raison de consignes insuffisamment précises et d'un manque de sensibilisation des opérateurs.

L'ASN considère qu'EDF doit, pour l'ensemble de ses réacteurs, vérifier que l'organisation aujourd'hui en place permet de répondre, pour l'ensemble de ses réacteurs, à l'exigence de la RFS I.3.b citée ci-dessus. Le cas échéant, les sites devront mettre en œuvre une organisation (procédure et formation) adaptée.

Compte tenu des lacunes constatées, l'ASN prescrira à EDF d'étudier les possibilités de mise en place d'un dispositif d'arrêt d'urgence en cas de séisme.

Réalisation d'exercice séisme

La majorité des sites a indiqué aux inspecteurs n'avoir pas réalisé d'exercice sur la thématique séisme. Or, ce type d'exercice permet de connaître l'efficacité de l'organisation prévue en cas de séisme et des formations dispensées.

⁸ Certaines fonctions et matériels doivent faire l'objet d'une qualification sismique afin de garantir leur pleine disponibilité à la suite d'un séisme. De plus, le fonctionnement de ces matériels ne doit pas être affecté par des équipements non classés au séisme, notamment des matériels mis en place provisoirement pour des chantiers de maintenance.

L'ASN considère nécessaire qu'EDF prenne en compte, dans son programme d'exercices de crise, la thématique du séisme et les conséquences induites (incendie, explosion...).

Formation à l'instrumentation

Lors de la plupart des inspections un exercice a été organisé en salle de commande visant à simuler la survenue d'un séisme et le dépassement du seuil d'alarme d'un accéléromètre. Cet exercice nécessitait de connaître le fonctionnement de l'armoire électronique d'enregistrement de l'accélération (baie du système d'instrumentation de l'enceinte pour les auscultations et mesures sismiques dite baie EAU) et d'un accélérographe, utilisé en cas d'indisponibilité de la baie EAU. Il était de plus nécessaire d'effectuer un calcul de l'intensité du séisme selon les valeurs relevées par la baie EAU. Le résultat de ce calcul était ensuite utilisé pour orienter les équipes de conduite dans la gestion de l'événement.

L'utilisation de la baie EAU a fait l'objet, sur certains sites, d'une formation. Cependant, les inspecteurs ont pu constater, dans certains cas:

- que cette formation n'avait pas été réalisée ou formalisée dans les carnets individuels de formation ;
- que cette formation n'avait pas donné lieu à une évaluation ;
- qu'aucun exercice portant sur cette baie n'avait été réalisé ;
- que les agents ne parvenaient pas à calculer les valeurs permettant de prendre une décision sur l'état du réacteur ;
- que les agents ne maîtrisaient pas l'ensemble des fonctionnalités de l'instrumentation (notamment la baie EAU).

Enfin, lors d'un exercice simulant le dysfonctionnement de la baie EAU (sur Chooz et Cruas), les inspecteurs ont constaté que les agents ne pouvaient pas interpréter les données de mesure des capteurs d'accélérographes de pic. En cas de séisme et en cas d'indisponibilité de la baie, les plaquettes de l'accélérographe de pic situé en salle de commande sont envoyées par transporteur au Service Etudes et Projets Thermiques et Nucléaires (SEPTEN) pour interprétation. Toutefois, le CNPE de Nogent a démontré sa capacité à interpréter ces données lors d'un exercice inopiné déclenché par l'ASN.

L'ASN considère qu'il est nécessaire que les agents susceptibles d'avoir à collecter et exploiter les données donnant les caractéristiques d'un séisme, notamment le personnel en charge de la conduite du réacteur, soient formés à l'utilisation de l'instrumentation et en particulier à la lecture des valeurs données par l'accélérographe de pic de la salle de commande.

Tenue des équipements et des bâtiments

La directive technique DT 320, interne à EDF, relative à l'inventaire par réacteur des écarts de conformité matériels non clos demande aux sites, pour le 1^{er} juillet 2011 :

- de disposer puis de tenir à jour une liste des écarts de conformité matériels non résorbés comprenant les écarts ;
 - génériques et non encore clos sur le réacteur ;
 - locaux ayant donné lieu à un ESS et à un rapport d'événement significatif et non encore clos sur la tranche.
- d'être en capacité de fournir cette liste à tout moment.

Plusieurs sites n'ont pas été en mesure de présenter cette liste et de fournir les écarts de conformité, ce qui est susceptible d'avoir un impact pour la gestion du risque sismique.

Les inspecteurs ont constaté dans certains cas, lorsque cette liste était disponible, qu'il n'y avait pas d'analyse de sûreté du cumul des écarts de conformité (Nogent, Penly par exemple).

L'ASN considère qu'EDF doit tenir à jour cette liste (définie selon la DT 320) et faire l'analyse des écarts cumulée pour chacun de ses réacteurs.

2.2.3 Instrumentation

Valeurs du demi séisme de dimensionnement (DSD)

Les services centraux d'EDF ont fixé par note interne les valeurs du DSD à prendre en compte dans le système de pilotage des réacteurs. Or, les valeurs d'accélération à prendre en compte pour le DSD peuvent être différentes entre les documents utilisés par les sites (consigne de conduite, rapport de sûreté).

Séisme : justification du classement du site

Les études menées par EDF ont montré que la géologie du site de Dampierre est hétérogène ; en conséquence, l'instrumentation sismique sera complétée en 2013 et 2014. Le site n'est pas à ce jour en mesure de savoir si les valeurs données par les capteurs sont surestimées ou sous-estimées. Aussi, un séisme supérieur au demi-séisme de dimensionnement pourrait ne pas être détecté et ne pas conduire au repli des tranches.

La RFS I.3.b (§ 2.2.3) précise que le classement d'un site dans la catégorie « homogène », doit être justifié par l'exploitant. A défaut, le site est classé en « hétérogène ». Ce classement détermine ensuite l'instrumentation dont le site doit être équipé. Les sites de Penly et Flamanville n'ont pas présenté d'éléments justifiant la catégorie applicable.

État du matériel

Les visites des installations et l'examen des rapports de maintenance ont révélé des écarts au recueil de prescriptions de maintenance liées à la pérennité de la qualification aux conditions accidentelles (RPMQ) :

- le référentiel national d'EDF prescrit pour les accéléromètres sismiques que quatre vis doivent assurer la liaison entre le capteur et le sol avec un couple de serrage de 0,7 daN.m. Or les inspecteurs ont constaté sur différents capteurs le manque de vis de fixation du coffret (Nogent, Cattenom, Blayais), des vis de fixation rouillées (Nogent, Paluel) et des contrôles du couple de serrage des quatre vis de fixation au sol non effectués ;
- de même, le référentiel national d'EDF prescrit pour les accélérographes de pic que la vis de fixation assurant la liaison entre le capteur et le sol doit être serrée avec un couple de 0,5 daN.m. Les inspecteurs ont relevé que des vis de fixation étaient corrodées sur les sites de Nogent et Golfech ;
- certains sites n'ont pas décliné les exigences du RPMQ dans leurs procédures locales (Blayais).

L'ASN considère que le non respect des prescriptions est susceptible de remettre en cause la qualification des accéléromètres et accélérographes.

Le capteur situé en champ libre⁹ a également fait l'objet de contrôles. Or, certaines inspections ont montré que le capteur champ libre pourrait ne pas assurer ses fonctions (des traces de corrosion sur l'accéléromètre du capteur champ libre à Saint-Alban, capteur en défaut en raison de perturbations électromagnétiques à Dampierre).

Plusieurs écarts ponctuels ont également été relevés lors des visites de terrain ou lors de l'analyse des documents :

- certains points de contrôle insuffisamment explicites pour permettre de s'assurer du fonctionnement réel du capteur en champ libre (Blayais) ;
- à Civaux, lors de l'exercice mis en œuvre ayant consisté à appliquer la procédure de conduite sur le critère de perception d'une secousse, les inspecteurs ont noté que la clé USB, placée au niveau de la baie EAU, destinée à remplacer la clé en place lorsque sa capacité d'enregistrement n'est plus suffisante, présentait un dysfonctionnement ;
- à Bugey, lors de la visite de terrain, les inspecteurs ont constaté que le capteur en champ libre était situé à même le sol ce qui le rend vulnérable notamment aux chocs, etc.

D'autres écarts ont été relevés sur certains sites sans traçabilité sur leur traitement (Paluel par exemple).

⁹ Le champ libre correspondant aux emplacements où le mouvement du sol peut être considéré comme non perturbé par la proximité des bâtiments lourds ; la RFS I.3.b considère qu'un point est en champ libre si sa distance par rapport aux bâtiments lourds (îlots nucléaires, salles des machines, aérorefrigérants) est au moins égale à 100 mètres.

Repérage et positionnement des capteurs

Les inspecteurs se sont interrogés sur le positionnement des capteurs (notamment pour les capteurs dits en champ libre). Certains sites n'ont pas pu apporter de justification (Tricastin, Penly, Flamanville).

En outre, les inspections ont mis en évidence des non-respects de la RFS I.3.b sur plusieurs sites. En effet, la RFS I.3.b (§ 2.2.3.1) impose qu'un accéléromètre triaxial soit localisé au « niveau du radier d'un autre bâtiment renfermant des systèmes importants pour la sûreté et dont les fondations sont différentes de celle du bâtiment réacteur ». Certains sites ne respectent pas cette prescription ; c'est le cas de Cruas, Nogent, Penly et Bugey. Pour les trois derniers sites, l'accéléromètre répondant à cette prescription est le capteur placé sur le plancher au niveau 0 m du bâtiment des auxiliaires nucléaires, situé à une quinzaine de mètres au dessus du radier.

La RFS indique (§ 5.2.2) que les appareils en champ libre doivent être « suffisamment éloignés de toutes sources de vibrations ou de chocs significatifs pouvant perturber les mesures sismiques ». Or l'accéléromètre de Penly est implanté, sur la plate-forme du site, en bordure d'une voie de circulation dont le trafic des véhicules peut générer des vibrations. L'accéléromètre de Saint-Alban est quant à lui implanté dans le sous-sol du bâtiment de sécurité. Une justification du choix de cet emplacement n'a pas pu être présentée.

L'ASN considère qu'un contrôle du bon positionnement doit être réalisé pour l'ensemble des capteurs exigés par la RFS I.3.b ; le cas échéant, une modification de leur implantation devra être réalisée.

Maintenance et étalonnage de l'instrumentation

Les inspecteurs ont noté que les accéléromètres de l'instrumentation sismique font l'objet d'une maintenance régulière et de contrôles périodiques (Paluel, Golfech, Penly, Nogent, Cattenom). Cependant, le contenu exact des opérations de maintenance n'est pas toujours décrit dans des documents opératoires formalisés (à Chooz par exemple).

La RFS I.3.b (§ 2.2.4) demande que les appareils fassent également l'objet d'un étalonnage, en particulier parce que la réponse à une sollicitation peut dériver au cours du temps car les détecteurs des capteurs comportent des composants électrotechniques. Certains sites n'ont pas été en mesure de préciser si les appareils avaient été étalonnés depuis leur mise en place (Paluel, Golfech, Penly, Nogent, Fessenheim) ou si leur réponse face à une sollicitation mécanique réelle avait été testée (Cattenom). Des étalonnages automatiques des capteurs sont réalisés chaque jour sur ordre de la baie sismique EAU, cependant la technologie de ces capteurs ainsi que les différents paramètres mesurés lors de ces étalonnages n'ont pas été présentés aux inspecteurs (Nogent, Chooz) et il n'a pas pu être démontré que les caractéristiques mécaniques pouvaient être contrôlées au travers de ces étalonnages.

L'ASN considère qu'EDF devra revoir ses procédures d'étalonnage et leur application pour répondre aux exigences de la RFS I.3.b.

Réglage des seuils de déclenchement du capteur situé en champ libre

La RFS I.3.b (§ 2.2.2.1) indique que les matériels constituant l'instrumentation sismique doivent permettre de mesurer des accélérations avec une étendue d'échelle allant au minimum de 0,01 g à 1 g. Sur plusieurs sites (Golfech, Civaux, Flamanville, Penly, Tricastin, Paluel), l'accéléromètre situé en champ libre est paramétré de telle sorte que des accélérations inférieures à 0,25 g peuvent ne pas déclencher l'alarme en salle de commande. Or, l'accéléromètre en champ libre constitue la référence des mouvements du sol, indépendamment de l'influence des bâtis du site.

L'ASN considère qu'EDF devra vérifier pour l'ensemble de ses sites le paramétrage de l'alarme liée aux enregistrements du capteur en champ libre et, le cas échéant, le remettre en conformité avec les exigences de la RFS I.3.b.

2.2.4 Démarche séisme événement

Certaines fonctions et matériels doivent faire l'objet d'une qualification sismique afin de garantir leur pleine disponibilité à la suite d'un séisme. De plus, le fonctionnement de ces matériels ne doit pas être affecté par des équipements non classés au séisme. EDF a donc initié, à partir des deuxièmes visites

décennales des réacteurs du palier de 900 MWe une démarche dite « séisme-événement », dont l'objectif est d'éviter toute agression d'un matériel important pour la sûreté (IPS) par un matériel non-IPS. Cette démarche s'applique à l'ensemble des réacteurs du parc d'EDF. Cette règle permet notamment de garantir la disponibilité des matériels IPS après la survenue d'un séisme.

Intégration du référentiel national et analyses de risques

Les services centraux d'EDF ont établi des règles de prise en compte de cette démarche (agresseurs potentiels et parades associées) dans une note prescriptive (prise en compte en exploitation du séisme-événement) que les sites doivent intégrer dans leur référentiel local (notes d'organisation, gammes, programme de formation...) au maximum 6 mois après réception.

Certains sites (Bugey, Chooz par exemple) sont en retard dans l'intégration du référentiel national relatif à la prise en compte du risque d'agression des matériels importants pour la sûreté. Ce retard porte sur l'intégration des prescriptions de la démarche « séisme événement » aux dispositions applicables aux phases de chantier pendant lesquelles sont temporairement déployés des matériels qui constituent des agresseurs potentiels tels que les échafaudages ou les protections biologiques. En conséquence, le séisme n'est pas pris en compte dans les trames utilisées pour constituer les analyses de risque des chantiers (Bugey, Cattenom, Chooz).

L'ASN considère que la démarche séisme-événement doit être intégrée dans les plus brefs délais dans les procédures des sites et en particulier dans les analyses de risques de chantiers.

Mise en application de la démarche au travers des visites de terrain

Les visites de terrain ont montré que le risque de séisme événement mériterait d'être mieux pris en compte ; à titre d'exemples, les inspecteurs ont relevé :

- bâtiment électrique de Civaux : plusieurs parties mobiles (sur roulettes) d'armoires électriques débouchées non bloquées susceptibles de percuter, en cas de séisme, d'autres armoires contenant du matériel important pour la sûreté ;
- dans un local situé à proximité de la salle de commande de Golfech : présence de plusieurs matériels susceptibles d'agresser des armoires électriques contenant du matériel important pour la sûreté ;
- salle de commande de Tricastin et Saint-Alban : présence d'un pupitre sur roulettes (mobilité requise par la nécessité de déplacer plus facilement les procédures de conduite, notamment celles relatives aux situations accidentelles) dont les roues n'étaient pas bloquées et non fixé au sol devant le matériel de surveillance de la salle de commandes et devant un extincteur ;
- salle de commande de Saint-Alban : des écrans d'ordinateur de la salle de commande susceptibles, en cas de survenue d'un séisme, de chuter sur les claviers et boutons de commande de l'installation.

A contrario, les inspecteurs ont souligné la réactivité du site de Flamanville qui a procédé à la remise en état des installations (éloignement ou évacuation du fût) susceptibles d'agresser les réservoirs d'alimentation du groupe électrogène.

A Golfech, chaque pont est repéré par une pancarte mentionnant le repère du pont et les règles à respecter pour les positions de garage dans le cadre de la démarche « séisme-événement », ce qui constitue une bonne pratique. Néanmoins, au cours de l'inspection en salle des machines et dans les locaux diesels, il a été constaté des écarts relatifs au positionnement des ponts lorsque ceux ci ne sont pas utilisés. Des chariots non situés dans leur position de garage et des crochets de pont non maintenus en position haute ont été observés.

Les visites de terrain ont montré que la démarche séisme événement doit être mieux prise en compte sur les sites.

Installations provisoires d'exploitation en arrêt de réacteur ou réacteur en puissance

Certains dispositifs provisoires peuvent, en cas de chute, « agresser » (c'est-à-dire détériorer ou mettre hors fonctionnement) d'autres matériels importants pour la sûreté. Il s'agit essentiellement des protections biologiques et des échafaudages.

Les sites doivent donc, avant de les installer, analyser le risque induit de chute et mettre en place les actions de prévention. La durée de mise en place de tels dispositifs doit également être la moins longue possible.

Les inspecteurs ont donc demandé les analyses de risques réalisés lors des dernières interventions. Leur lecture a montré que les analyses de risques présentées ne sont pas toujours complètes : par exemple, ne sont pas pris en compte le risque de chute de masses inférieures à 10 kg, dont le temps de présence est inférieur à une semaine, et la distance du matériel important pour la sûreté supérieure à 1 mètre (exemple concret à Cattenom).

Certaines analyses de risques n'ont pas été réalisées ; par exemple, dans le bâtiment des auxiliaires nucléaires de Nogent, les inspecteurs ont constaté la présence d'un échafaudage, depuis trois mois, susceptible de représenter un agresseur d'une pompe importante pour la sûreté, sans aucun chantier en cours. A Chinon, les inspecteurs ont constaté la présence de matériels (éléments d'échafaudage, escabeau...) dans la station de pompage de la voie A des réacteurs 1 et 2 et dans les niveaux inférieurs du bâtiment combustible du réacteur 3.

Les inspecteurs ont en revanche noté que sur plusieurs sites, il existe un guide technique « prise en compte du séisme événement » et que ces sites ont intégré la démarche avec une note locale complète.

De même, certaines actions de prévention sont mises en œuvre ; par exemple, à Blayais, le site réalise un bridage des échafaudages lorsque l'activité se prolonge au delà des 7 jours : cette modification dure une demi-journée et permet de réduire le risque d'agression de l'échafaudage sur les matériels IPS présents à proximité.

Durée de présence d'un matériel agresseur à proximité d'un équipement important pour la sûreté

Les inspecteurs ont constaté que les règles varient suivant les sites concernant le temps de séjour d'un matériel agresseur à proximité d'un équipement important pour la sûreté (1 semaine à Tricastin, 72 heures selon les services centraux).

En outre la visite des installations a montré des cas de dépassement significatif de ces temps de séjour (Tricastin, Golfech).

Même si certains sites ont démontré une bonne maîtrise de la démarche séisme-événement, l'ASN considère que les inspections ont montré que ce sujet mérite de faire l'objet de fortes actions de progrès aussi bien du point de vue documentaire (analyses de risques) que du point de vue de sa mise œuvre et de la formation des agents.

Évaluation de conformité des installations

Dans le cadre de l'examen de conformité des réacteurs avant leur troisième visite décennale, EDF a lancé un recensement de toutes les modifications locales ne concernant pas du matériel important pour la sûreté qui pourraient être considérées comme potentiellement agressives vis à vis de matériel important pour la sûreté classé résistant au séisme. Plusieurs sites n'ont pas pu présenter cette liste (Blayais, Nogent).

2.2.5 Évaluation générale sur le thème « Protection des installations en situation de séisme »

Les inspections ont montré que sur une majorité de sites certaines prescriptions de la RFS I.3.b ne sont pas respectées pour ce qui concerne l'instrumentation : nombre insuffisant de capteurs, exigences relative à la maintenance et la qualification des capteurs non respectées, mauvais positionnement des capteurs ou absence de justification de leur positionnement, absence d'étalonnage, mauvais réglage, procédure absente ou incomplète. Ces écarts pourraient retarder le repli des réacteurs prescrit par la RFS I.3.b, voire ne pas

amener à prendre cette décision. Dans ce cadre, l'ASN prescrira à EDF d'étudier les possibilités de mise en place d'un dispositif d'arrêt d'urgence en cas de séisme.

En outre, bien que certaines formations aient eu lieu, les exercices déclenchés par l'ASN lors des inspections ont montré que, sur la plupart des sites, les opérateurs susceptibles d'avoir à utiliser les données issues de l'instrumentation sismique ne savent pas ou mal exploiter l'instrumentation sismique, ce qui pourrait aussi retarder le repli des réacteurs voire ne pas amener à prendre cette décision.

L'ASN considère qu'EDF devra revoir son organisation (matériels et procédures) ainsi que la sensibilisation et la formation du personnel pour se mettre en cohérence avec la RFS I.3.b et ses objectifs. EDF a indiqué à l'ASN avoir déjà entrepris des actions pour répondre aux constats de l'ASN (vérification du positionnement des capteurs de mesure de séisme, information des opérateurs, mise à jour de procédures).

L'ASN considère que la vérification de l'efficacité des procédures passe par des exercices de mise en situation. De tels exercices ne sont pas aujourd'hui organisés. Ce programme d'exercices devra également prendre en compte le retour d'expérience issu de l'accident de Fukushima à savoir la prise en compte des agressions induites par un séisme (incendie, explosion, risque industriel, mobilisation des services publics, absence de voies de communication) et les vulnérabilités connues de l'installation (par exemple, sur certains sites, bâtiments de crise non dimensionnés au SMS). L'ASN considère en outre qu'EDF doit identifier pour l'ensemble de ses sites les moyens généraux indispensables en cas de séisme sur le site et vérifier que ces moyens (internes et externes au site) sont robustes au séisme majoré de sécurité tel que défini dans les rapports de sûreté. Le cas échéant, d'autres moyens devront être définis dans un PUI (radiologique ou autre) et mis en œuvre.

Par ailleurs, les inspections, et en particulier, les visites de terrain, ont montré la nécessité de renforcer les connaissances et les bonnes pratiques pour ce qui concerne l'approche séisme événement. L'ASN considère qu'EDF devra développer et mettre en place un programme de formation adapté sur ce thème et mettre à jour les documents de site (en particulier les analyses de risques). Les notes nationales devront être déclinées au plus vite. EDF a indiqué à l'ASN avoir déjà entrepris des actions pour répondre aux constats de l'ASN (nomination d'un référent séisme local, campagnes de sensibilisation au risque séisme lancées sur l'ensemble des sites).

Enfin, l'ASN considère que certains sites doivent faire un suivi plus rigoureux des écarts concernant la tenue au séisme de certains matériels et réaliser une analyse globale de l'impact de ces écarts.

2.3 Perte de la source froide

2.3.1 Introduction

Le refroidissement d'un réacteur est une fonction importante pour la sûreté d'une installation nucléaire. En effet, pour empêcher la dispersion de radioactivité, il faut éviter la rupture des gaines entourant le combustible nucléaire ou la fusion du combustible. Ceci nécessite notamment d'évacuer l'énergie dégagée par la réaction nucléaire, et la puissance résiduelle après l'arrêt de la réaction en chaîne.

Cette fonction est assurée grâce à un système qui pompe de l'eau froide dans le milieu extérieur (mer ou rivière). L'eau du circuit de refroidissement est ensuite soit rejetée directement dans le milieu, soit, lorsque le débit de la rivière est trop faible ou l'échauffement trop important par rapport à la sensibilité du milieu, refroidie dans une tour aéroréfrigérante.

L'objectif des inspections était double. D'une part, vérifier, à la suite de la campagne nationale d'inspections réalisées en 2007 sur ce thème, la conformité des installations au référentiel EDF « source froide » actuellement en application dans les centrales nucléaires françaises. Par ailleurs diverses agressions naturelles ou climatiques - comme la sécheresse ou l'arrivée massive de colmatants - ont eu ces dernières années des conséquences sur les sources froides des centrales nucléaires françaises. Les inspections avaient donc pour second objectif d'évaluer la prise en compte du retour d'expérience par EDF, et le déploiement effectif des parades et des procédures permettant de faire face à des agressions comparables.

2.3.2 Organisation / facteurs humains

L'objectif était de vérifier que les sites sont correctement organisés pour intégrer et décliner, localement, les exigences du référentiel national. Les relations entre le site et les services centraux ont été examinées. La répartition des responsabilités au sein des sites a fait l'objet d'investigations.

EDF a mis en place un réseau national de correspondants « source froide » répartis dans chaque CNPE. L'ASN a remarqué des disparités quant aux organisations mises en place pour suivre les équipements du système « source froide ». La majorité des sites sont dotés d'un ingénieur source froide dédié spécifiquement au suivi de ces équipements, mais cette organisation n'est pas systématique : certains CNPE disposent seulement d'un « correspondant source froide » assurant en parallèle d'autres fonctions.

Les inspecteurs ont remarqué des disparités dans le suivi des équipements de la source froide effectué par les sites. En général, les sites où un interlocuteur en charge du suivi du système « source froide » n'était pas clairement identifié sont apparus en retrait en matière de réactivité et d'exhaustivité dans l'intégration des exigences nationales d'EDF. A titre d'exemple, sur le site de Cattenom¹⁰ où aucun ingénieur « source froide » n'était désigné, l'ASN a remarqué un manque d'implication du site pour prévenir les risques de perte de la source froide et un manque d'anticipation dans la maintenance de certains ouvrages. Les recommandations issues des documents prescriptifs d'EDF relatifs à la sûreté de la source froide étaient prises en compte de façon incomplète, et le suivi de l'avancement des actions moins rigoureux que sur d'autres sites.

Par ailleurs, les relations entre les CNPE et les services centraux d'EDF sont apparues perfectibles. Les inspecteurs ont identifié à de nombreuses reprises des sites en attente d'éléments de réponse ou d'analyse de la part des services centraux d'EDF sans qu'une visibilité ait pu être donnée. A titre d'exemple, les inspecteurs ont identifié sur plusieurs sites (Cattenom, Golfech entre autres) des écarts au référentiel national d'EDF du système « source froide », en attente de traitement par les services centraux d'EDF. La synergie entre les services centraux d'EDF et les sites doit donc, de manière générale, progresser.

2.3.3 Conformité des systèmes de la station de pompage au référentiel national EDF (déploiement de la directive particulière DP 143)

La directive particulière DP 143 d'EDF de 2003 demande aux sites de réaliser un diagnostic de conformité des systèmes de la station de pompage au référentiel national applicable, et de prendre toutes dispositions pour traiter les écarts. Sa déclinaison exhaustive par les sites vise à garantir la conformité de la station de pompage des CNPE au référentiel national d'EDF.

L'ASN a constaté que les actions attendues pour atteindre la conformité sont soldées dans la plupart des cas ou en voie de l'être, des écarts ont néanmoins été constatés au CNPE de Cattenom. En effet, ce dernier possède une liste d'écarts identifiés toujours en cours de résorption sans que des échéances de traitements correctifs aient pu être données aux inspecteurs. Le site du Blayais a fait état, pour sa part, de difficultés pour intégrer les exigences de la DP 143. Quelques sites doivent encore finaliser plusieurs actions.

Globalement, l'ASN constate un effort d'EDF pour rendre toutes les sources froides conformes au référentiel national, et demande à EDF de solder les actions encore en cours.

2.3.4 Prise en compte du retour d'expérience (REX) et notamment la disposition transitoire 303 relative à la conduite à tenir en cas de colmatage de la source froide

Des agressions naturelles comme l'arrivée massive de colmatants (algues, débris végétaux, alevins, ensablement...) ont eu ces dernières années des impacts sur la source froide de plusieurs centrales nucléaires du parc d'EDF. Il a donc été demandé à EDF de tirer les enseignements de ces événements et de déployer des mesures correctives pour diminuer la vulnérabilité des centrales nucléaires au risque de perte totale ou partielle de source froide. En particulier, les inspecteurs ont examiné l'application de la

¹⁰ Le site de Cattenom est toutefois moins sensible au risque de perte de la source froide du fait de la présence du Lac de Mirgenbach qui lui procure une réserve d'alimentation en eau de refroidissement de plusieurs semaines en cas de perte de la source froide principale que constitue la Moselle.

disposition interne relative à la conduite à tenir en cas de colmatage de la source froide (DT 303), comme cela s'est produit à deux reprises sur le parc fin 2009.

Les inspecteurs ont constaté dans la plupart des cas une bonne intégration du retour d'expérience par les sites inspectés. Quatre sites au moins (Bugey, Cattenom, Fessenheim et Golfech entre autres) n'ont toutefois pas encore terminé l'assimilation de la DT 303. Pour les autres, l'ensemble des dispositions de la directive n'ont pas été intégrées, ce qui demande une action corrective de la part d'EDF. Le suivi de l'encrassement des réfrigérants, pourtant à l'origine d'une perte partielle de source froide dans le passé, n'est pas effectué systématiquement sous assurance qualité (par exemple à Saint-Alban). Plusieurs sites ont indiqué que la disposition interne relative à la collecte de données liées au risque de colmatage des sources froides (DT 222) ne concerne pour le moment que les sites côtiers et qu'une mise à jour, à la main des services centraux d'EDF, devrait inclure à juste titre les sites fluviaux d'ici 2012.

L'examen des retours d'expérience locaux a montré que les équipements en place ont suffi pour faire face aux agressions de la source froide, mais parfois avec difficultés. A titre d'exemple, l'équipement qui retient les débris végétaux à Golfech n'a pas suffi à contenir les algues arrivées massivement lors de l'agression de juin 2011. Plus généralement, l'intégration complète du REX relatif aux pertes de sources froides par arrivée massive de colmatants est une action en cours que doit poursuivre EDF.

2.3.5 Anticipation : moyens de surveillance, de prévention et de détection

Afin d'anticiper d'éventuelles difficultés liées à la source froide, EDF a mis en place des dispositifs techniques ou dispositions organisationnelles de surveillance, de prévention et de détection des « agresseurs » potentiels de la source froide. La prévention du risque de colmatage a été abordée plus haut (« prise en compte du retour d'expérience ») ; cette partie aborde les dispositions visant à prévenir et détecter les autres risques.

L'ASN a constaté que certains sites ont établi des conventions ou des accords avec d'autres organismes de façon à être avertis et anticiper d'éventuelles difficultés liées à la source froide : organismes d'exploitation de fleuve ou de barrage, prévisions météorologiques, réseau d'informations entre différents sites, port autonome pour le site en bordure d'estuaire... Les inspecteurs ont constaté une forte disparité d'organisation entre les sites : par exemple, les sites fluviaux en bordure de Rhône n'ont pas tous établi de convention avec la compagnie nationale du Rhône (CNR), le site de Nogent a bien établi une convention avec Voies Navigables de France (VNF), et à l'opposé, le site de Chooz n'a pas de convention avec les acteurs intervenant sur la Meuse ou le gestionnaire des bassins de la STEP (Station de transfert d'énergie par pompage) de Revin, la seule alerte « extérieure » pouvant provenir de la préfecture.

Certains sites réalisent une analyse de la qualité de l'eau avec un suivi de tendance pour détecter tout changement, d'autres pas. Cette surveillance de la qualité de l'eau, parfois réduite à une inspection visuelle, n'est pas systématiquement sous assurance qualité (Saint-Alban, Chooz, Tricastin notamment). Le site du Blayais a engagé des travaux de recherches pour améliorer sa connaissance des paramètres fluviaux à surveiller. Les contrôles visuels de la source froide effectuée par les rondiers ne sont pas toujours sous assurance qualité (par exemple à Golfech, Nogent entre autres).

Concernant le risque de colmatage par cristaux de glace (frasil) les inspecteurs ont constaté que la prise en compte de ce risque était hétérogène et les dispositions parfois à compléter, par exemple par la disposition prévoyant l'amenée d'eau chaude (à Flamanville, Golfech, Gavelines notamment).

Les sites doivent réaliser une bathymétrie afin de mesurer l'envasement ou l'ensablement au droit de la prise d'eau. Au-delà d'un certain seuil, EDF engage une opération de dragage. Les inspecteurs ont constaté que cette opération est correctement suivie sur la plupart des sites. L'un d'entre eux, le CNPE du Bugey, potentiellement moins exposé au risque, n'a pas fait de mesure depuis plusieurs années (2007 en l'occurrence).

Concernant les moyens de détection, l'ASN a noté que tous les sites ont une instrumentation (capteurs, ...) permettant a minima de détecter une baisse de débit d'aspiration d'eau. Les inspecteurs ont noté que ces équipements, n'étant pas tous classés importants pour la sûreté (IPS), font souvent l'objet d'une

surveillance insuffisante ou perfectible. Sur plusieurs sites (Saint-Alban, Bugey, Chooz entre autres) l'exploitant n'a pas pu prouver l'opérabilité des équipements faute de contrôles tracés sous assurance qualité. A Chooz et Bugey notamment les inspecteurs ont constaté un écart entre la mesure locale et la mesure instrumentée de débit, disparité susceptible de conduire à une surestimation du débit effectif. A l'opposé, certains sites comme Golfech ont étendu le champ des contrôles au-delà des exigences du référentiel.

Les inspecteurs constatent donc sur ce thème une disparité dans la prise en compte des différents risques d'un site à l'autre, se traduisant par les hétérogénéités des mesures mises en place. La précision avec laquelle les dispositions sont déclinées et suivies est, en règle générale, perfectible.

2.3.6 Gestion du refroidissement en situation dégradée

Les inspecteurs ont constaté que tous les sites possèdent des consignes d'exploitation et de conduite des installations en cas de situation dégradée, ou d'agression climatique. Les règles particulières de conduite en cas de grands chauds, grands froids, frasil, sont connues, disponibles et déclinées. Certains sites de bord de mer, Paluel notamment, déclinent en plus la gestion du risque « marée noire » grâce à une règle particulière de conduite « i-polmar ». Les inspecteurs ont toutefois constaté que cette procédure n'était pas intégrée au cursus de formation du personnel. Sur les sites côtiers possédant un barrage anti-marée noire, la mise en œuvre de celui-ci pourrait être ralentie dans certains cas du fait de l'absence d'ancrage ad hoc ou de moyens d'y accéder.

D'autre part, les inspecteurs ont constaté que des procédures de conduite de l'installation existent pour faire face temporairement à une perte ponctuelle de la source froide. Celles-ci sont connues des sites. Les inspecteurs n'ont pas constaté d'écart de conformité notable à ce sujet. Certains sites possèdent, par conception, une relative autonomie : par exemple le CNPE de Civaux possède une autonomie de 10 jours, le site de Cattenom d'une autonomie supérieure à 15 jours.

Ce thème, essentiellement documentaire, est apparu bien maîtrisé par les CNPE. Sa déclinaison opérationnelle est abordée plus loin au paragraphe « Gestion opérationnelle des situations accidentelles ».

2.3.7 Maintenance, entretien et maintien de la disponibilité des équipements, entretien des locaux

Une partie des équipements de la source froide sont classés « importants pour la sûreté » et à ce titre sont redevables d'essais périodiques, réglementaires, pour s'assurer de leur disponibilité. Indépendamment de ce classement, ces équipements ainsi que les autres doivent bénéficier d'un programme de maintenance pour les maintenir dans un bon état de fonctionnement.

Les inspecteurs ont découvert sur la plupart des sites des anomalies de maintenance ou d'essais périodiques. Ces écarts ne sont pas tous sérieux ni généralisés mais témoignent d'efforts à consentir dans ce domaine. A Blayais et à Penly par exemple, un retard dans l'intégration de certains référentiels prescriptifs de maintenance a été remarqué. Autre exemple : les inspecteurs ont pointé des opérations de maintenance de périodicité de 8 ans à réaliser sur le dégrilleur de Saint-Alban qui n'étaient pas effectuées le jour de l'inspection (échange standard de la motopompe hydraulique, échange standard du moteur hydraulique de levage et échange standard des deux moteurs hydrauliques de translation), des essais périodiques insatisfaisants et pourtant non renouvelés sur des capteurs de tambours filtrants (CFI), ou encore des bilans de santé des matériels « critiques » tels que le circuit de circulation d'eau brute (CRF) ou le circuit d'eau brute secourue (SEC), ainsi que des matériels « importants » tels que le circuit d'aspersion et recirculation de l'aspersion (EAS) et le circuit d'eau brute (SEB) qui n'étaient pas encore réalisés pour des sites qui utilisent la nouvelle méthodologie de maintenance dite AP 913 (Bugey, Paluel par exemple). De manière générale, la généralisation de cette méthodologie de maintenance préventive devra inciter l'exploitant à renforcer sa vigilance sur le suivi des équipements relatifs à la source froide.

Concernant l'état des structures et du matériel, l'appréciation que porte l'ASN est à nouveau contrastée. Globalement, l'ASN note une nette amélioration de l'état des matériels et de la propreté des locaux par rapport à la campagne d'inspection de 2007. Il faut savoir que l'ambiance dans les locaux de pompage est

particulièrement corrosive, surtout pour les sites côtiers. L'amélioration est notable pour les sites qui appliquent la démarche O 2EI (Obtenir un État Exemplaire des Installations) dans les locaux de pompage. Si l'impression générale est correcte, les inspecteurs ont listé un certain nombre d'écarts sur le matériel et sur les structures résultant d'absence d'action corrective. Les inspecteurs ont signalé dans la moitié des sites visités des traces d'infiltrations dans les locaux de pompage, des traces de corrosion avancées sur des matériels (tuyauteries SEC et SEI notamment, voire sur les pompes), ou encore des fuites notables sur les pompes SEC, CRF ou CFI localisées au niveau des presse-étoupe, brides et événements. L'éclairage dans les locaux visités est apparu défaillant dans certains sites rendant les interventions plus difficiles. A plusieurs reprises les inspecteurs ont remarqué des demandes d'interventions non traitées le jour de l'inspection dépassant le délai préconisé (Civaux, Flamanville entre autres). La propreté des locaux s'est améliorée, mais l'état des matériels demeure perfectible.

Les tuyauteries SEC ont attiré l'attention des inspecteurs dans deux cas en particulier. A Paluel, des investigations complémentaires effectuées en 2011 ont révélé que certains tronçons sont à surveiller particulièrement et qu'un défaut localisé doit faire l'objet d'une réparation. Or, cette démarche d'investigation complémentaire, qui est considérée comme une bonne pratique, n'était intégrée à aucun programme de maintenance et ne conduit de ce fait à aucune action corrective systématisée. Sur le CNPE de Gravelines, des ancrages corrodés ou non-conformes remettaient en cause la tenue au séisme des supports de filtres du système SEC, ce qui a donné lieu à une remise en conformité conformément à la demande de l'ASN. Ce système semble donc nécessiter une vigilance adaptée de la part de l'exploitant, surtout pour les sites côtiers.

Enfin, à Civaux, Flamanville et Paluel entre autres les inspecteurs ont constaté qu'il n'y avait pas programme local de maintenance du système SEC et que la maintenance périodique était effectuée sur la base des programmes de maintenance nationaux.

En conclusion, de nets progrès ont été réalisés depuis 2007 et l'état général des installations est correct, mais il est encore perfectible.

2.3.8 Évaluation générale sur le thème « perte de la source froide »

L'ASN considère que la source froide, qui est un système important, nécessite une vigilance particulière. Les événements récents de colmatage ou de perte partielle de la source froide, à Cruas et à Fessenheim en décembre 2009 notamment, ont montré sa vulnérabilité et ont conduit EDF à engager un plan d'action pour renforcer la robustesse de toutes ses sources froides. L'ASN a en particulier demandé à EDF d'engager une revue de conception de l'ensemble de ses sources froides. L'ASN demandera à EDF les conclusions détaillées de la revue de conception des sources froides site par site, et le plan d'action associé assorti d'échéances.

Les inspections conduites par l'ASN en 2011 ont montré que l'état général des sources froides était correct, mais un certain nombre d'écarts subsistent sur certains sites. La rigueur d'exploitation et de maintenance, la surveillance de l'état des matériels et des ouvrages, et la déclinaison exhaustive des directives nationales sont en règle générale des axes d'amélioration pour de nombreux sites. Sur de nombreux sites, la maintenance du circuit SEC a présenté des défaillances et mérite donc une attention renforcée.

EDF a prévu de renforcer le référentiel de sûreté de la source froide, l'échéance de cette action est estimée à début 2013.

2.4 Perte des alimentations électriques

2.4.1 Introduction

Chaque réacteur est relié au réseau de transport d'électricité par une ligne appelée « ligne principale ». Avant de mettre à disposition du réseau l'énergie électrique qu'il produit au niveau de l'alternateur, le réacteur soutire via le transformateur de soutirage (TS) l'énergie électrique suffisante lui permettant d'alimenter les tableaux qui fournissent l'énergie nécessaire aux matériels indispensables à son fonctionnement, ainsi qu'aux matériels nécessaires à la sûreté de l'installation. En cas d'incident sur la ligne principale, il est capable de s'isoler du réseau de transport d'électricité et via son transformateur de soutirage, il peut continuer à alimenter lui-même ses tableaux.

Lorsque le réacteur ne produit pas d'électricité ou en cas d'indisponibilité de la ligne principale, l'alimentation des tableaux se fait alors via une seconde ligne, appelée ligne auxiliaire. Le réacteur est alors alimenté directement par le réseau de transport d'électricité, via le transformateur auxiliaire (TA).

La défaillance des sources externes a été prise en compte lors de la conception des réacteurs. Pour prendre en compte ce risque, chaque réacteur dispose des sources d'énergie internes capables d'alimenter les tableaux électriques indispensables au bon fonctionnement des matériels de sûreté. Les sources internes d'un réacteur sont ainsi constituées de deux groupes électrogènes à moteur diesel. Chaque centrale nucléaire dispose d'une source d'énergie interne supplémentaire dont la technologie diffère suivant le palier auquel elle appartient : un groupe électrogène d'ultime secours (G US) pour les paliers 900 MWe ou une turbine à combustion (TAC) pour les paliers 1300 MWe et N4.

En cas de perte totale des sources électriques externes et internes, il existe enfin sur chaque réacteur une ultime source d'énergie électrique de type turbo-alternateur (LLS) qui fonctionne avec la vapeur produite par le réacteur lui même.

L'objectif des inspections était d'examiner les pratiques des CNPE en ce qui concerne l'exploitation, la maintenance et la fiabilisation des matériels concourant à l'alimentation électrique des équipements nécessaires à la sûreté des installations.

L'application du référentiel technique d'EDF a été vérifiée par sondage notamment pour ce qui concerne les règles générales d'exploitation et les programmes de maintenance. Des visites de terrain ont été également menées notamment sur les bâtiments électriques, sur les groupes électrogènes de secours et les TAC, en salle de commande et au sein des locaux batteries. Enfin, une mise en situation des équipes d'exploitation d'EDF en leur demandant le lignage d'un groupe électrogène de secours et son démarrage a été réalisée lors de certaines inspections.

2.4.2 Organisation et exploitation

L'ASN considère que la documentation associée à l'exploitation et à la maintenance des alimentations électriques est perfectible.

Formalisation des documents

Lors de l'examen par sondage des documents d'exploitation, les inspecteurs ont constaté sur une majorité de sites des manques de rigueur dans la formalisation de ces documents, notamment :

- les prescriptions particulières ainsi que les conditions limites du chapitre III des règles générales d'exploitation (RGE) ne sont pas reportées systématiquement dans les dossiers d'intervention de maintenance (notamment Bugey, Saint-Alban) ;
- le compte-rendu de certains contrôles (bon fonctionnement des dispositifs de mesure de niveau situés dans les cuvettes de stockage de fioul d'alimentation des groupes électrogènes de secours, contrôle visuel des locaux renfermant les batteries de secours, etc.) n'est pas formalisé (Golfech, Fessenheim) ;
- le renseignement des documents opérationnels et comptes-rendus d'essais périodiques, le contrôle de second niveau associé, la rédaction de fiches d'écarts en cas de résultats insatisfaisants ou satisfaisants avec réserve sont parfois partiels ou insuffisants (notamment Civaux, Golfech).

Maintenance préventive des matériels

Lors de l'examen des programmes de base de maintenance préventive (PBMP), les inspecteurs ont notamment constaté que :

- certaines mises à jour des PBMP, notamment à la charge des services centraux, sont réalisées avec retard (Golfech, Paluel, Penly, Saint-Alban) ;
- certains nouveaux matériels, comme les batteries OPzS, ne disposent pas actuellement de programme de maintenance adapté (Fessenheim).

Les inspecteurs ont également constaté une inefficacité de certains programmes de surveillance d'interventions (surveillance exercée par EDF sur les activités concernées par la qualité exécutées par des prestataires, en application de l'article 4 de l'arrêté du 10 août 1984).

Propreté des locaux

Lors des visites, les inspecteurs ont relevé un manque notable d'entretien de certains locaux sur une majorité de sites :

- la présence de mégots de cigarettes a été constatée au fond d'un regard situé sur une aire de dépotage de fioul (Civaux) ;
- des déjections d'oiseaux, pouvant perturber le fonctionnement des aérorefrigérants de groupes électrogènes, sont toujours présentes compte tenu du report de la mise en place de dispositifs anti-volatiles sur les toitures (Gravelines) ;
- plusieurs locaux contiennent des flaques d'huile, de fioul ou de liquide de refroidissement causées par des suintements ou de petites fuites (Civaux, Nogent, Paluel) ;
- un bac de rétention de pompe à fioul se trouve aux trois quarts plein d'un liquide non identifié le jour de l'inspection (Nogent).

2.4.3 Groupes électrogènes de secours

L'ASN considère que les contrôles périodiques et l'entretien des groupes électrogènes de secours doivent être améliorés.

Analyse des fluides

Afin de s'assurer du bon état de fonctionnement des groupes électrogènes de secours, des analyses périodiques de la qualité des fluides (huiles, fioul et liquide de refroidissement) sont réalisées par l'exploitant conformément aux programmes de maintenance préventive nationaux.

Lors des examens réalisés par sondage, les inspecteurs ont constaté que la qualité de ces analyses devait progresser, notamment :

- l'exploitant ne considère pas ces analyses comme une « activité concernée par la qualité » au sens des dispositions de l'article 2 de l'arrêté du 10 août 1984 ; à ce titre, il n'applique pas à ces activités les exigences de qualité qui en découlent, et notamment les dispositions de l'article 4 de l'arrêté du 10 août 1984 imposant une surveillance adaptée (Cattenom, Fessenheim) ;
- certains programmes locaux de maintenance préventive ne prévoyaient le jour de l'inspection d'effectuer des analyses périodiques de fluides (Chooz) ;
- certaines analyses requises par le PBMP (teneurs en zinc et en phosphate dans le liquide de refroidissement, vérification du fioul à la livraison) peuvent ne pas être effectuées (Golfech, Paluel, Penly) ;
- il existe des imprécisions dans les rapports d'analyse concernant par exemple la teneur en eau ; des unités de mesures différentes de celles du PBMP ont en outre été utilisées (Chinon, Dampierre, Gravelines, Paluel, Saint-Laurent) ;
- les résultats des analyses de fluides ne font pas l'objet d'une analyse formalisée systématique de la part de l'exploitant, notamment lorsque les limites fixées sont presque atteintes, lorsque deux méthodes d'analyses aboutissent à des résultats différents ou lorsque des résultats sont anormaux (Bugey, Civaux, Flamanville, Paluel, Penly).

Obsolescence des matériels

Lors de l'examen des rapports de fin d'intervention des opérations de maintenance réalisées récemment sur les groupes électrogènes, les inspecteurs ont constaté que l'exploitant est confronté à des problèmes d'obsolescence sur la fourniture de certaines pièces de rechange (Chooz). Ainsi lors de dernière visite complète de ces équipements, l'exploitant a été contraint de maintenir certaines pièces en service du fait de l'absence de pièce de rechange. Ces pièces sont en cours de réapprovisionnement et à ce jour aucun matériel n'a été remplacé par du matériel d'un autre type pour cause d'obsolescence.

Corrosion

Lors des visites, les inspecteurs ont constaté des problèmes de corrosion notamment sur des aéroréfrigérants de groupes électrogènes ou certaines vannes du système d'extinction en cas d'incendie (Paluel, Tricastin).

Vidange du réservoir relais

Les inspecteurs ont constaté que le risque de vidange du réservoir relais d'un groupe électrogène par la manœuvre involontaire de la vanne déportée était toujours présent le jour de l'inspection (Civaux).

2.4.4 Turbines à combustion (TAC)

L'ASN considère que les contrôles effectués par l'exploitant sur la TAC sont à améliorer.

Démarrage des TAC

Les inspecteurs ont notamment examiné les comptes-rendus d'essais réalisés par l'exploitant et ont également fait procéder à des essais de démarrage de la TAC ; à cette occasion les inspecteurs ont constaté que :

- les temps de démarrage de la TAC ont été supérieurs à ceux requis par les RGE sur plusieurs sites (Cattenom, Golfech, Belleville) ;
- la TAC de Belleville n'a pas démarré lors du premier essai d'enclenchement ;
- la TAC de Fessenheim était indisponible le jour de l'inspection ;
- certains résultats d'essais périodiques, proches des limites fixées par les RGE (temps de démarrage) ou dépassant celles de gammes d'essais (perte de charge de filtre, pression d'air de barrage), ne font pas l'objet d'analyse de l'exploitant (Flamanville) ;
- certaines procédures des équipes de crise n'ont pas été mises à jour et ne prennent pas en compte les spécificités de nouvelles TAC (Paluel).

Autres écarts

Lors des examens, les inspecteurs ont également constaté divers écarts matériels affectant les TAC, entre autres :

- système de fermeture d'armoire électrique dégradé (Civaux) ;
- absence de repérage de matériel (Civaux) ;
- nombreuses demandes d'intervention anciennes non traitées actuellement (Golfech) ;
- dégradation de la remorque de stockage d'émulseur (Golfech) ;
- dégradation des coussinets antivibratoires (Nogent).

2.4.5 Turboalternateur de secours (LLS)

Le turboalternateur de secours (LLS) fonctionne grâce à la vapeur récupérée au niveau des générateurs de vapeur qui entraîne une turbine, couplée à un alternateur, permettant de transformer l'énergie mécanique en énergie électrique.

L'ASN considère que les contrôles effectués par l'exploitant sur le LLS sont globalement satisfaisants. En revanche, la gestion des fiches d'écart pourrait être améliorée (Flamanville, Golfech, Saint-Alban).

2.4.6 Transformateurs électriques

Un transformateur électrique est un convertisseur permettant de modifier la tension et l'intensité d'un courant ; un circuit d'huile y est intégré afin de servir d'isolant électrique et de fluide caloporteur pour évacuer la chaleur produite.

L'ASN considère que les contrôles effectués par l'exploitant sur les transformateurs électriques sont globalement satisfaisants. En revanche, les inspecteurs ont constaté que certaines analyses effectuées sur l'huile de ces transformateurs électriques n'étaient pas satisfaisantes ; notamment certaines valeurs mesurées étaient imprécises et non mesurées systématiquement et des dépassements de valeurs limites ne sont pas justifiés (Saint-Alban).

2.4.7 Entreposage de fioul

Chaque site possède des cuves d'entreposage de fioul dédiées à l'alimentation de chaque groupe électrogène ou turbine à combustion.

L'ASN considère que les conditions d'entreposage du fioul sont globalement perfectibles.

Livraisons de fioul

Lors des examens par sondage, les inspecteurs ont constaté sur la plupart des sites des pratiques relatives à la livraison de fioul pouvant générer des risques de défaillance de cause commune de tous les groupes électrogènes, notamment :

- les deux groupes électrogènes d'un même réacteur peuvent actuellement être alimentés par le fioul provenant d'une même livraison ;
- les sites du palier CPY réalisent l'avitaillement en carburant des générateurs diesel à partir du réservoir du GUS utilisé comme cuve tampon. Cette situation est susceptible de créer un risque de mode commun ;
- des contrôles permettant de vérifier la conformité du livré n'étant pas réalisés sur l'ensemble des sites lors de la livraison, seules les analyses périodiques permettraient de détecter une non-conformité, ce qui retarderait la mise en œuvre d'actions correctives.

Corrosion

Lors des visites des locaux d'entreposage du fioul, les inspecteurs ont constaté des problèmes de corrosion, interne ou externe, des tuyauteries et des réservoirs de fioul sur une majorité de sites (Civaux, Flamanville, Gravelines, Paluel, Fessenheim).

Cette corrosion est notamment favorisée par :

- des infiltrations ou des fuites d'eau, (Civaux, Golfech) ;
- un manque de contrôle de l'état des tuyauteries et des réservoirs (Flamanville, Golfech, Paluel).

Otre les problèmes de propreté des locaux (voir paragraphe 2.4.2), les inspecteurs ont également constaté une petite fuite sur un réservoir de fioul (Chooz).

En outre, les inspections ont permis de relever, pour les réacteurs des paliers 1300 MWe et N4, une vulnérabilité des locaux des réservoirs de fioul vis-à-vis d'une inondation.

2.4.8 Entreposage d'huile et de liquide de refroidissement

Sur le site de Paluel, l'entreposage de l'huile et du liquide de refroidissement, nécessaires aux appoints en fonctionnement pour divers matériels électriques, est effectué dans un unique local ; cette situation est susceptible de constituer un risque de défaillance de cause commune de tous ces matériels électriques.

2.4.9 Gestion de la perte des alimentations électriques

En cas de perte des deux groupes électrogènes d'un réacteur, EDF a élaboré une procédure de secours inter-tranche (I-LHT) permettant un raccordement rapide de ce réacteur à un groupe électrogène de secours d'un autre réacteur du site.

Cette procédure est globalement présente sur tous les réacteurs, excepté de rares exceptions (Fessenheim par exemple n'en dispose que pour un réacteur).

Les inspecteurs ont fait procéder à la simulation de cette procédure I-LHT sur certains sites ; ces exercices ont été jugés globalement satisfaisants. En revanche des écarts documentaires ont mis en exergue l'absence de test régulier de cette procédure (Civaux).

2.4.10 Évaluation générale sur le thème « perte des alimentations électriques »

En matière d'alimentations électriques, les inspecteurs ont jugé les sites d'EDF globalement satisfaisants mais perfectibles notamment sur les points suivants :

- rigueur apportée aux documents d'exploitation et de maintenance (renseignement des documents opérationnels, mise à jour des programmes de maintenance) ;
- état physique de certains matériels liés à l'entreposage de fioul (corrosion de tuyauteries, infiltrations d'eau) ;
- gestion des fluides nécessaires aux groupes électrogènes (analyses périodiques) ;
- contrôles périodiques associés aux TAC sur certains sites.

2.5 Gestion opérationnelle des situations accidentelles

2.5.1 Introduction

La conduite en cas d'incident ou d'accident est basée sur l'approche par état (APE). L'APE consiste à élaborer des stratégies de conduite en fonction de l'état physique identifié de la chaudière nucléaire, quels que soient les événements ayant conduit à cet état. Un diagnostic permanent permet, si l'état se dégrade, d'abandonner la procédure ou la séquence en cours et d'en appliquer une mieux adaptée.

Les documents opératoires de l'APE sont élaborés à partir des règles de conduite en cas d'incident et d'accident qui constituent le chapitre VI des règles générales d'exploitation (RGE). Au moment où la dégradation du cœur est détectée (fusion du cœur), des actions décrites dans le guide d'intervention en accident grave (GIAG) sont prévues pour permettre de sauvegarder le confinement afin de minimiser les conséquences de l'accident. La responsabilité est alors transférée aux équipes de crise qui disposent du guide d'action des équipes de crise (GAEC).

Afin de répondre à ces situations accidentelles, les centrales nucléaires disposent d'équipements de secours (fixes ou mobiles) nécessaires en cas de crise. On identifie trois types de matériels en fonction de leur utilisation : les matériels valorisés dans les études de sûreté des accidents du domaine complémentaire qui sont présentés dans les différents rapports de sûreté (matériels du domaine complémentaire, MDC), les matériels mobiles utilisés dans les procédures de conduite accidentelle du chapitre VI des règles générales d'exploitation (matériels mobiles de sûreté, MMS) et les matériels mobiles utilisés dans le cadre de la mise en œuvre du plan d'urgence interne (PUI) sur demande des équipes de crise (matériels PUI mobiles).

Les objectifs principaux dans le cadre des inspections sur ce thème étaient de s'assurer de la présence et de l'applicabilité de la documentation nécessaire à la conduite accidentelle (règles, guides et procédures de conduite), de la formation du personnel, de la disponibilité, de la qualité des essais et de la maintenance effectués sur les équipements nécessaires à la gestion d'un accident.

2.5.2 Règles de conduite en cas d'incidents ou d'accidents

Gestion du référentiel d'exploitation couvrant la conduite accidentelle

Les documents nécessaires à la conduite en situation accidentelle ou en accident grave (AG) sont, dans leur ensemble, correctement gérés. Les centrales nucléaires de Saint-Alban, Saint-Laurent, Nogent, Tricastin et Bugey devront néanmoins améliorer leur gestion du chapitre VI des règles générales d'exploitation : intégration des instructions temporaires de sûreté¹¹ locales et nationales dans le chapitre VI des RGE ainsi que dans les procédures de conduite accidentelle. La centrale nucléaire de Paluel devra quant à elle veiller à l'accessibilité de la documentation en AG (GIAG), en améliorant l'ergonomie de la salle de commande.

Formation et habilitation du personnel de conduite

L'aspect formation et habilitation du personnel est globalement satisfaisant. Néanmoins le suivi des habilitations n'est pas toujours respecté notamment dans les centrales nucléaires de Cattenom et Cruas. La centrale nucléaire de Flamanville, n'a pas prévu les recyclages nécessaires au maintien des compétences pour la gestion d'accidents graves. Les sites de Golfech et de Fessenheim doivent mettre en place un outil de suivi rigoureux des formations et des fiches de synthèse des habilitations. La centrale nucléaire de Tricastin doit modifier son organisation afin de clarifier les options retenues pour le traitement d'une évaluation non validée.

¹¹ Modification provisoire visant à pallier un écart

Matériels nécessaires à la gestion d'un accident

La gestion des matériels nécessaires en situation accidentelle est perfectible dans son ensemble dans les centrales nucléaires. En effet, les prescriptions de la directive interne n°115 d'EDF, relative à la gestion des matériels mobiles de sûreté et des matériels PUI mobiles, ne sont pas intégrées ni déclinées par une majorité des sites :

- la gestion des essais de maintenance des matériels doit être améliorée sur plusieurs sites : Blayais, Paluel, Cattenom, Gravelines, Bugey, Fessenheim, Saint-Laurent et Saint-Alban ;
- le matériel n'est pas stocké dans le lieu décrit dans les documents ou est situé dans un local susceptible de subir des agressions internes ou externes notamment sur les sites suivants : Saint-Alban, Gravelines, Nogent ou Flamanville ;
- références erronées des ordres d'intervention dans la note technique locale à Tricastin, en raison du transfert de gestion de certains matériels entre les services du site ;
- manutention du matériel non prévue à Flamanville ou qui fait appel à un prestataire extérieur à Tricastin, avec une interrogation sur la capacité d'intervention des agents de ce prestataire pour modifier le contrôle commande d'un ascenseur et permettre ainsi la manutention d'une pompe en cas de situation accidentelle ;
- confusion dans les procédures locales entre le délai et la durée de mise en œuvre du matériel sur les sites de Dampierre, Gravelines, Tricastin et Blayais ;
- délai de mise en œuvre supérieur à celui requis dans la règle de conduite, pour le remplacement du diaphragme par un anneau sur le circuit de décompression enceinte (ETY) à la centrale nucléaire de Cruas.

Prise en compte du retour d'expérience (REX) par le site

La prise en compte du retour d'expérience (REX) est globalement satisfaisante pour la majorité des sites. Néanmoins les centrales nucléaires de Cattenom, Cruas et de Tricastin devront améliorer l'organisation de la collecte du « REX application de l'approche par état (APE) » à la suite de l'application de consignes incidentelle/ accidentelle.

Les exercices et mises en situation accidentelle se sont globalement bien déroulés.

2.5.3 Organisation mise en place dans le cadre du plan d'urgence interne (PUI)

Organisation générale

L'objectif de cette partie est de vérifier l'organisation mise en œuvre sur les sites pour respecter les exigences du référentiel PUI. Ainsi, sur les sites, une note doit préciser l'organisation mise en place dans le cadre du PUI et les missions et responsabilités du chargé PUI et des différents responsables impliqués dans l'organisation PUI doivent être formalisées. Le référentiel national EDF demande notamment que l'organisation repose sur plusieurs personnes, que les modifications de PUI fassent l'objet d'un passage en CHSCT et qu'une organisation transverse soit mise en place pour garantir la cohérence des actions prévues dans les différents PC de gestion de crise. Ce dernier point correspond le plus souvent à la tenue régulière sur les sites de commissions (ou comité) PUI.

Les sites ont présenté leur note précisant l'organisation mise en place dans le cadre du PUI. Cette note est complète et tenue à jour à l'exception de quelques sites.

Chaque site dispose d'un chargé de PUI, parfois accompagné d'une seconde personne. Cependant, le chargé de PUI ne dispose pas toujours d'une lettre de mission spécifique définissant ses missions et responsabilités, ce qui est notamment le cas sur le site de Golfech. Elles sont parfois définies dans les notes d'organisation du site. A l'exception de quelques sites où l'organisation PUI repose entièrement sur le chargé de PUI, il existe un réseau PUI au sein de chaque site où le chargé de PUI dispose de correspondants métiers et d'un responsable par poste de commandement (PC). Une commission PUI réunit le réseau 4 fois par an afin d'assurer un suivi des actions correctives identifiées lors des retours d'expérience des exercices et des situations réelles. Toutefois, ces commissions PUI ne se sont pas réunies en 2010 ni 2011 sur le site de Golfech.

L'organisation générale mise en place par les sites dans le cadre du PUI est satisfaisante. Les sites devront cependant veiller à ce que les missions du chargé de PUI soient bien définies dans une lettre de mission, et à ce que l'organisation soit robuste et ne repose pas sur une seule personne. A cet égard, les réseaux de correspondants PUI sont de bonnes initiatives.

Relations extérieures

Dans le cadre de la préparation à la gestion d'une crise, les sites doivent établir des conventions avec les organismes extérieurs de secours qui pourraient être impliqués dans la gestion d'une crise. Notamment, les sites doivent avoir des conventions avec les services de secours dont les SDIS et les centres hospitaliers. Les sites doivent également disposer de conventions d'information avec les préfectures, les sites industriels voisins et Météo France. Ces conventions d'information sont essentielles en gestion de crise car elles permettent d'anticiper les événements. De plus, en cas de situation d'urgence, les sites peuvent être assistés par des organismes extérieurs disposant de moyens matériels et/ ou humains complémentaires. A cette fin, les sites peuvent avoir des conventions avec les sites industriels voisins, les pays frontaliers, l'AMT-C¹², le GIE Intra et la Délégation régionale d'EDF.

Afin d'être opérationnelles, les conventions des sites passées avec les organismes extérieurs doivent être régulièrement testées et mises à jour.

Les conventions d'information avec les préfectures sont satisfaisantes. En revanche, les exigences en termes de délais d'information de la préfecture par le site ne sont pas toujours bien définies. Beaucoup de ces conventions intègrent désormais la délégation de la préfecture pour le déclenchement du PPI en phase réflexe par le site. Ces conventions ou d'autres, passées avec les industriels voisins, permettent aux sites concernés d'être informés des « agressions liées à l'environnement industriel » voisin du site. Les sites en bord de mer ont également établi des conventions avec les préfectures maritimes (information en cas de pollution maritime par exemple).

Concernant les informations relatives aux conditions météorologiques, EDF dispose d'une convention nationale avec Météo France. Pour ce qui est des conditions météorologiques extrêmes, les sites passent des conventions spécifiques avec les antennes interrégionales de Météo France ou obtiennent ces informations via la convention avec la préfecture. Le site de Cruas a quant à lui pris un abonnement à météo flash.

Chaque site dispose d'une convention avec les services de secours des SDIS qui fixe l'organisation et les moyens mobilisables en cas de crise. Cette convention est mise en œuvre à l'occasion des exercices a minima une fois par an. Certains sites doivent préciser les modalités de cette convention.

Les conventions établies avec les hôpitaux sont souvent très anciennes : elles peuvent dater de 1994 voire 1989 pour la convention du site de Golfech avec le centre hospitalier d'Agen. Les conditions de mises à jour de ces conventions sont floues, celles-ci sont parfois renouvelables par tacite reconduction. Des conventions ont également été passées avec le SAMU et le SMUR mais ces conventions s'avèrent également être anciennes. Par exemple, la convention du site du Tricastin avec le SMUR date de 1981.

Des conventions d'assistance entre sites nucléaires voisins sont signées dans chaque région afin d'assurer aux sites des renforts si nécessaire. Certaines de ces conventions pourraient être précisées. Les conventions d'assistance avec le GIE Intra et l'AMT-C sont gérées au niveau national. Les conditions de recours au GIE-Intra et à l'AMT-C sont rappelées pour certains sites dans le PUI, mais d'autres ne semblent pas les connaître. Il existe également des conventions entre chaque CNPE et la délégation régionale d'EDF. Toutefois, pour le site de Cruas, cette convention est toujours à l'état de projet et n'a jamais été signée.

En cas d'évacuation du personnel vers le local de repli, la plupart des sites disposent d'une convention avec un transporteur qui mettra à disposition des bus. Cependant, l'impact éventuel sur la disponibilité des bus que pourrait avoir une réquisition des transports par le préfet en cas d'évacuation des populations lors

¹² AMT-C : Agence de Maintenance Thermique - Centre

de la mise en œuvre du PPI n'est souvent pas estimé. Sur le site de Cruas, aucune disposition n'est actuellement prise pour gérer une évacuation vers le local de repli.

Enfin, concernant les possibles conventions avec les pays frontaliers, elles relèvent surtout des préfectures via le PPI.

De manière générale, les modalités de révision de toutes ces conventions ne sont pas clairement définies.

Les conventions définissant les relations avec les organismes extérieurs en cas de crise peuvent être améliorées dans leur ensemble. Elles sont parfois peu précises et les modalités encadrant leur révision et leur test sont souvent insuffisantes. Les conventions passées avec les hôpitaux sont particulièrement anciennes.

Partie opérationnelle

L'alerte en cas de situation d'urgence est déclenchée par le directeur de crise du site (PCD1). Afin d'adapter l'alerte à l'évènement en cours sur le site, le PCD1 doit avoir à sa disposition un logigramme d'orientation le conduisant à déclencher le type de PUI adapté à la situation rencontrée sur site. Par la suite, pour gérer la situation sur le site, les équipiers de crise doivent disposer de fiches d'actions. Ces fiches doivent être tenues à jour dans les différents PC de crise et révisées régulièrement.

Sur les sites où s'est déroulé un exercice ou lorsque le PCD1 a été mis en situation, l'utilisation du logigramme d'orientation du PCD1 est satisfaisante. Peu de remarques ont été formulées sur les logigrammes vérifiés lors des inspections en salle.

La disponibilité des fiches d'actions a été vérifiée dans les différents locaux de crise et a été jugée satisfaisante, à l'exception de quelques sites où le contrôle de cette disponibilité doit être renforcé. Le contenu de certaines fiches d'actions doit également être optimisé, pour certains sites, afin de permettre un accès rapide aux numéros de téléphone à appeler en cas de situation de crise.

La partie opérationnelle de l'organisation PUI mise en place par les sites est satisfaisante. Les sites devront veiller à la disponibilité et à l'efficacité des fiches d'actions.

Moyens humains : astreinte et formation

Afin d'assurer la formation et la qualification des agents avant leur prise d'astreinte PUI, un plan de formation doit être établi pour chaque membre de PC. La nomination d'un agent pour la prise d'astreinte, à l'issue de son cursus de formation, doit être formalisée. Un processus pour le suivi des formations et des recyclages doit également être mis en place sur les sites afin d'éviter les écarts et les retards dans les recyclages.

Les plans de formation des membres de PC sont définis dans des notes intégrées au PUI. La qualification des agents, notamment celles des agents de l'équipe locale de crise (ELC) et des agents de conduite aux accidents graves est satisfaisante hormis pour quelques sites.

Les modalités d'organisation de l'astreinte sont formalisées via une fiche ou un planning hebdomadaire qui précise le nom des personnes d'astreinte. La nomination des agents dans le tour d'astreinte est formalisée via un document signé par l'agent et contresigné. Le nombre de personnes par tour d'astreinte est suffisant : il varie entre 4 et 6 personnes selon les sites et les tours d'astreinte.

La gestion des formations (y compris le recyclage) et leur suivi sont parfois faits manuellement via des fichiers Excel et peuvent donc être optimisés. Pour le site de Cruas, le suivi des recyclages doit être amélioré. D'autres sites utilisent des logiciels et systèmes plus adaptés. Si des écarts sont détectés, ils sont généralement corrigés rapidement.

Si le suivi général des formations est correct le plus souvent, la définition des formations initiales, la gestion des habilitations, la mise en place d'une astreinte et le suivi des formations nécessaires au

personnel sont à améliorer sur un certain nombre de points. Les sites devront veiller à disposer de logiciels ou systèmes robustes permettant de suivre et tracer les formations et les habilitations du personnel.

Moyens humains : exercices et retour d'expérience

En complément des formations, les agents occupant des fonctions d'astreinte PUI doivent réaliser des exercices PUI sûreté radiologique (SR) régulièrement. La fréquence de participation aux exercices PUI est définie dans le référentiel PUI d'EDF. Afin de respecter les exigences sur la participation des agents aux exercices PUI SR, les sites doivent mettre en place un suivi de ces participations. En plus des exercices PUI, les sites doivent réaliser chaque année des exercices de mobilisation du personnel.

L'ensemble des exercices réalisés mais également les situations d'urgence réelles éventuellement rencontrées doivent faire l'objet d'un retour d'expérience formalisé. Les actions correctives décidées lors des retours d'expérience doivent également faire l'objet d'un suivi.

Les sites planifient annuellement des exercices réguliers et variés : sûreté radiologique, conventionnel, évacuation, etc. Les agents doivent participer à au moins un exercice PUI SR par an. L'ingénieur PUI suit, sur la majeure partie des sites, cette participation grâce à un tableau opérationnel et exploitable facilement. Lorsque des écarts sur la participation des agents sont constatés, ils sont généralement corrigés à l'occasion des exercices suivants. Pour les sites du Cruas et de Golfech, il s'avère que ces écarts ne sont pas toujours corrigés lors des premiers exercices de l'année suivante et le suivi du traitement de ces écarts n'est pas assuré de façon optimum.

Chaque exercice fait l'objet d'un compte-rendu détaillé qui sert au retour d'expérience mené par les commissions PUI. Des actions de REX sont alors définies et formalisées dans des plans d'actions. Ce suivi et la traçabilité des actions sont à améliorer sur certains sites. Toutefois, pour le site de Golfech, seulement un exercice de l'année 2010 a fait l'objet d'un compte rendu et le suivi des actions correctives n'est pas rigoureux.

La réalisation d'exercices et la formalisation du retour d'expérience par les sites sont satisfaisantes. Les sites devront toutefois veiller à la traçabilité et au suivi systématique des actions de REX.

Moyens matériels

Les exigences concernant les moyens de télécommunication nécessaires à la gestion de crise sont données dans le RMTTC. Les sites ont décliné ce référentiel qui fixe en particulier des exigences sur la redondance et les essais à réaliser sur les moyens de télécommunication utilisés en cas de crise. Notamment, les tests liés aux sirènes PPI ont été examinés.

Au cours des inspections, la disponibilité et l'opérabilité des moyens matériels en cas d'agressions externes ont été vérifiées.

Enfin, les sites disposent de véhicules PUI. Ces véhicules sont notamment utilisés en situation d'urgence pour faire des mesures et des prélèvements autour du site. Leur contenu doit être vérifié régulièrement et des essais sur les matériels présents dans ces véhicules doivent être planifiés et réalisés.

Les exigences du référentiel des moyens de télécommunication en cas de crise (RMTTC) sont déclinées sur tous les sites, mais parfois de façon incomplète. Par conséquent, les sites doivent veiller au suivi des écarts résiduels. Les exigences concernant la redondance et les essais périodiques des moyens de télécommunication sont respectées hormis quelques écarts ponctuels. Certains sites doivent veiller à la disponibilité des moyens de télécommunication et des moyens matériels PUI en cas d'inondation.

Les tests de fonctionnement des sirènes PUI et PPI sont réalisés une fois par mois. Cependant le test d'audibilité des sirènes PPI n'a été effectué qu'une seule fois à la mise en service des centrales. Le RMTTC demande à ce qu'une maintenance préventive soit réalisée annuellement sur les sirènes PPI. Lors des examens réalisés par sondage, les inspecteurs ont relevé que cette maintenance préventive n'était pas réalisée pour les sites de Golfech et Cruas. Les tests de fonctionnement du système d'alerte des populations en phase réflexe (SAPPRE) sont réalisés lors des exercices nationaux de crise.

Des exercices de mobilisation et de mise en œuvre sur site des moyens extérieurs sont réalisés régulièrement, notamment avec les services de secours des SDIS. Cependant, les exercices sollicitant les moyens du GIE INTRA ne sont pas réalisés sur tous les sites. En cas d'événement affectant plusieurs installations, les sites doivent encore apporter la justification qu'ils disposent de matériels suffisants. Tous les sites disposent de deux véhicules PUI dont beaucoup ont été renouvelés récemment. La vérification des inventaires et des essais périodiques réalisés sur le contenu et le fonctionnement des véhicules PUI est satisfaisante hormis quelques remarques ponctuelles.

La gestion des moyens matériels est perfectible sur un certain nombre de points. En particulier, les sites devront veiller à la déclinaison complète des exigences fixées par le RMTC et à l'adéquation des moyens matériels en cas d'événement affectant plusieurs installations.

Locaux de gestion de crise : points de regroupement

Chaque site définit des points de regroupement du personnel. Ces points sont répartis sur les sites et leurs accès sont balisés. Ils sont situés en dehors des zones contrôlées et de façon à être facilement accessibles. Ces locaux sont des lieux chargés d'accueillir de façon temporaire les personnes présentes sur site au moment du déclenchement d'une alerte. Leurs objectifs sont d'assurer la protection des personnels du site pendant les premières heures de la crise et de permettre leur comptabilisation et leur information sur la situation.

Pour atteindre ces objectifs, les points de regroupement sont équipés a minima d'un système pour dénombrer les personnels regroupés, de moyens de communication adaptés à la diffusion d'informations, de moyens de communication avec le BDS et de moyens de contrôle des conditions radiologiques.

Ces points de regroupement doivent être équipés d'un système de ventilation mécanique pouvant être arrêté.

Tous les sites disposent de points de regroupement suffisants et bien répartis. Ils sont clairement indiqués sur les plans de site et les voies d'accès sont fléchées. Seul un site doit améliorer le guidage des agents vers ces locaux.

Dans ces points de regroupement, le dénombrement des personnes par badgeage se généralise sur les sites. De manière générale, tout le matériel nécessaire est disponible : moyens de contrôle de la contamination corporelle, radiamètres, moyens de communication avec les autres locaux et mégaphones pour la diffusion d'informations au personnel sur place, comprimés d'iode (parfois non disponibles sur place mais acheminés depuis le bloc de sécurité), annuaire de crise, lampes, brassards. Certains sites peuvent couper les ventilations dans les locaux de regroupement, ce qui est une bonne pratique pour les locaux en dehors des îlots nucléaires identifiée dans le référentiel PUI d'EDF.

La répartition et la tenue des locaux de regroupement sur les sites est satisfaisante. Les sites veilleront à la qualité de la signalétique garantissant un accès rapide du personnel sur ces lieux. Une généralisation du badgeage pour le dénombrement automatique du personnel sur tous les sites est attendue.

Locaux de gestion de crise : bloc de sécurité (BDS)

Les modalités de gestion du BDS doivent être formalisées dans une note sur les sites.

Le BDS, local de gestion de crise situé à l'intérieur des sites, doit être conçu pour permettre aux équipes de crise d'exercer leurs fonctions et pour garantir la protection du personnel et des matériels qu'il contient contre les agressions, les rayonnements et la contamination. Ainsi, le BDS doit être protégé contre les agressions externes et son fonctionnement doit pouvoir être rendu autonome. Les locaux du BDS doivent être adaptés au nombre de personnes présentes en cas de situation d'urgence et à la durée de la crise. Ils doivent permettre de subvenir aux besoins des personnes (eau, sanitaire, alimentation, comprimés d'iode). Le BDS doit également être équipé de moyens de contrôle de la contamination corporelle, de moyens de mesure des conditions radiologiques et d'une chaîne de décontamination avec tous les équipements nécessaires. La disponibilité et l'opérabilité des matériels du BDS, en particulier les diesels de secours, doivent être garanties et vérifiées périodiquement. L'efficacité des pièges à iode doit également être vérifiée régulièrement.

La gestion des BDS est définie dans des notes des PUI de site, comprenant notamment l'inventaire des matériels de chaque PC. Dans chaque BDS visité se trouvent des fax dédiés à l'émission et à la réception et bien identifiés afin d'éviter les encombrements. Les documents utiles sont présents, notamment les annuaires et procédures. Il existe parfois quelques écarts sur la tenue à jour des numéros de téléphone dans les annuaires.

Chaque site dispose d'appareils de contrôle de la contamination dans le BDS et met en place une chaîne de décontamination pour les agents rejoignant le BDS. Certains sites doivent toutefois améliorer cette chaîne de décontamination (douches en nombre suffisant, sanitaires dans la zone contaminée). Des comprimés d'iode sont également présents en quantité suffisante.

L'autonomie du BDS a été contrôlée : la plupart des locaux disposent de rations journalières et de l'eau pour 48 heures au minimum. Cependant certains sites manquent d'eau en bouteille pour les cas où l'eau de ville ne serait pas consommable, ce qui est le cas sur le site de Golfech. Le niveau minimum de fioul des diesels permet une autonomie du BDS d'au moins quatre jours (livraison possible sous 48 heures). Des essais périodiques sont réalisés régulièrement et le niveau de fioul est contrôlé chaque mois.

Le caractère non inondable du BDS est vérifié pour certains sites, mais il reste à justifier pour d'autres. De même la tenue au séisme des locaux du BDS est souvent incertaine. La fixation des équipements de communication (téléphones, fax, ordinateurs, imprimantes, etc.) aux tables sur lesquelles ils sont posés ou encore la tenue de l'antenne satellitaire sont à confirmer également. Les tests d'efficacité des pièges à iode ont été vérifiés et ceux-ci sont corrects de manière générale. L'habitabilité et l'accès ne sont pas toujours démontrés en cas d'accident grave (G ravelines). Enfin, la mise en surpression du BDS reste à justifier pour certains sites, notamment sur le site de Golfech.

La gestion du bloc de sécurité dont dispose chaque site est perfectible. Notamment, la tenue des locaux aux agressions extérieures (inondation et séisme) est à vérifier ou à justifier, de même que la mise en surpression pour se prémunir des possibles transferts de contamination. Les sites veilleront à l'autonomie de fonctionnement du BDS.

Locaux de gestion de crise : local de repli

Les sites disposent d'un local de repli situé à l'extérieur du site, généralement à une distance supérieure à 5 km, et en dehors des vents dominants. Ce local a pour objectifs d'accueillir le personnel en cas d'évacuation du site en vue d'assurer sa protection et son information. Ce local peut également être utilisé en situation de crise pour assurer le point de ralliement des relèves du personnel présent sur le site. Afin d'atteindre ces objectifs, l'organisation du local doit permettre d'imposer le cheminement suivant aux personnes : contrôle de la contamination, décontamination des personnes si nécessaire, zone propre pour l'accueil des personnes non contaminées ou décontaminées. Il est important que ce cheminement sépare les personnes contaminées de celles qui ne le sont pas. L'aménagement du local et l'organisation prévue doivent également permettre de subvenir aux besoins du personnel (sanitaires, eau, alimentation, comprimés d'iode). Des vérifications périodiques doivent être réalisées afin de contrôler le contenu du local de repli. Une note précisant l'organisation du local de repli et détaillant les matériels dont il est équipé doit être présente sur les sites.

Chaque site dispose d'un local de repli, situé à l'extérieur du site, pouvant accueillir le personnel en cas d'évacuation du site. Cependant, trop de locaux de repli sont situés à une distance inférieure à 5 km des sites comme à Golfech. La gestion de ces locaux est à améliorer pour certains sites. En particulier, la gestion du local de repli du site de Golfech doit être améliorée dans son ensemble. La capacité d'accueil est satisfaisante mais un des locaux de repli vu lors des inspections ne sert pas seulement pour le personnel de l'exploitant mais il est visé par le PPI pour le regroupement de la population. Certains manquent de consommables (rations alimentaires, vêtements), d'autres doivent revoir la chaîne de décontamination. Les listes des matériels présents dans les locaux de repli ne sont pas toujours tenues ou suivies. Pour les sites du Tricastin et de Cruas, les locaux de repli ont été mutualisés, sans déclaration ni information préalable de l'ASN. Ce point a été découvert lors des inspections post-Fukushima, ce qui n'est pas satisfaisant.

La gestion des locaux de repli situés à l'extérieur des sites est perfectible dans son ensemble. Les inventaires des matériels présents doivent être réalisés et vérifiés périodiquement, les chaînes de décontamination doivent être testées en vérifiant plus particulièrement la bonne ergonomie des locaux

(absence de croisement de flux). Enfin, certains locaux ne sont pas suffisamment éloignés des sites en cas d'accident grave.

Locaux de gestion de crise : local technique de crise

Le local technique de crise accueille l'ELC en cas de situation d'urgence. Il est important que ce local soit doté d'outils et de la documentation technique utiles à ces équipes. La documentation doit être tenue à jour et le matériel de communication doit être vérifié régulièrement.

Les locaux techniques de crise inspectés et la documentation technique utile qu'ils doivent contenir sont satisfaisants.

Voies de communication

Les inspecteurs ont constaté lors des inspections sur le séisme que la documentation relative à l'analyse d'impact d'un séisme, aussi bien sur les installations internes au site que sur les installations extérieures, notamment sur les voies de communication pour pouvoir accéder au site, était en général insuffisante ou n'existait pas.

L'ASN considère nécessaire qu'EDF analyse pour chacun de ses sites l'impact d'un séisme, aussi bien externe, notamment sur les voies de communication pour pouvoir accéder au site, qu'interne au site. Des moyens de mitigation devront être définis et mis en œuvre si la survenue d'un séisme remettait en cause les dispositions prévues utilisant des voies de communication internes et externes au site qui ne résisteraient pas à un séisme. Ce sujet relève d'un traitement dans le cadre des évaluations complémentaires de sûreté.

2.5.4 Évaluation générale sur le thème « gestion des situations accidentelles »

La conduite en situation accidentelle peut-être améliorée. L'organisation mise en œuvre par les sites dans le cadre du PUI est satisfaisante. Certains points restent néanmoins à améliorer :

- la gestion des locaux de repli ;
- certaines conventions passées avec des organismes extérieurs.

3. Bilan des inspections ciblées menées en 2011 sur les thèmes en lien avec l'accident de Fukushima sur les installations Laboratoires, Usines, Déchets et Démantèlement (LUDD)

➤ Synthèse des inspections

Les inspections ont été réalisées, en 2011, sur les installations prioritaires autres que les réacteurs de puissance :

- *l'ensemble des installations exploitées sur le site AREVA NC de La Hague ;*
- *l'ensemble des installations exploitées par AREVA et ses filiales sur le site du Tricastin ;*
- *l'usine Mélox exploitée par Mélox SA (Marcoule) ;*
- *l'usine FBFC exploitée à Romans-sur-Isère ;*
- *cinq installations exploitées par le CEA : les réacteurs Osiris (Saclay), Masurca (Cadarache, à l'arrêt actuellement), Phénix (Marcoule, à l'arrêt), l'ATPu (Cadarache, en démantèlement) et le réacteur RJH (Cadarache) ; ce dernier en construction a fait l'objet d'une inspection très partielle compte tenu de son état d'avancement ;*
- *le réacteur à haut flux (RHF), exploité par l'Institut Laue-Langevin à Grenoble.*

Ces installations se caractérisent par une grande variété d'activités, exploitées selon des référentiels qui comprennent une partie commune (par exemple, la règle fondamentale de sûreté relative au séisme, les arrêtés ministériels, en particulier, les arrêtés du 10 janvier 1984 et du 31 décembre 1999) et des dispositions qui leur sont propres (règles générales de sûreté, rapports de sûreté et prescriptions spécifiques imposées par décisions de l'ASN).

Les 19 inspections réalisées ont montré peu d'écarts aux référentiels de sûreté des installations. Néanmoins, certains de ces référentiels n'étant pas à jour, ce point devra être confirmé pour les installations concernées.

Certains contrôles et essais périodiques ne sont pas réalisés systématiquement ou de façon exhaustive. Plusieurs inspections ont ainsi conduit à demander que des améliorations soient portées sur ce point par les exploitants.

La formation des personnels sur site à la gestion d'une crise est globalement réalisée. Les exploitants doivent néanmoins prendre les mesures nécessaires pour s'assurer qu'elle est effectivement délivrée à tous les personnels susceptibles d'être concernés, y compris les intervenants extérieurs. Par ailleurs, cette formation devrait être complétée par l'organisation d'exercices de crise sur des thématiques ciblées (perte des alimentations électriques, perte des fonctions de refroidissement).

Pour la gestion de crise sur les sites multi-exploitants, des conventions ont été établies entre certains exploitants. Les inspecteurs de l'ASN ont demandé que cette pratique soit généralisée et qu'elle s'accompagne d'une réflexion plus globale sur la hiérarchisation des interventions, dans l'hypothèse où un grand nombre d'installations seraient simultanément concernées.

Les inspecteurs de l'ASN ont constaté que les tests de déclenchement de la procédure d'alerte étaient réalisés de façon satisfaisante. Néanmoins, les moyens requis pour le déclenchement de cette alerte pourraient être rendus indisponibles en cas d'accident grave de type séisme ou inondation. Les exploitants devront identifier les moyens complémentaires à mettre en œuvre pour prévenir ce risque.

En situation post-accidentelle, les inspecteurs de l'ASN ont constaté que certaines installations seraient difficilement accessibles, en cas de fortes crues par exemple. Par ailleurs, le maintien de l'opérabilité de certains moyens de secours n'est pas toujours démontré, par exemple lorsqu'ils sont abrités dans des structures non dimensionnées au séisme majoré de sécurité (SMS). La gestion de telles situations serait rendue difficile également en raison de la perte des moyens de surveillance des rejets consécutive à la perte des alimentations électriques, ainsi que la perte des moyens de télécommunications, dont l'autonomie est limitée. Plusieurs inspections ont relevé que des locaux annexes, locaux de crise ou locaux abritant les moyens et les équipes d'intervention n'étaient pas dimensionnés au SMS. Le maintien de l'accessibilité des moyens d'alimentation électrique de sauvegarde doit être examiné. Enfin, la plupart des sites n'ont pas établi de procédures pour une gestion de crise dans la durée.

3.1 Présentation générale des sites et des installations

3.1.1 Réacteurs expérimentaux

O siris

Le réacteur O siris, de type piscine et d'une puissance autorisée de 70 MWth, exploité par le CEA, est principalement destiné à la réalisation d'irradiations technologiques de matériaux de structure et de combustibles pour différentes filières de réacteurs de puissance. Il est également utilisé pour quelques applications industrielles, en particulier, pour la production de radioéléments à usage médical.

Le réacteur Jules Horowitz (RJH)

Le réacteur Jules Horowitz, actuellement en construction sur le site de Cadarache, qui sera exploité par le CEA, permettra notamment de réaliser des activités similaires à celles aujourd'hui réalisées grâce au réacteur O siris. Il présentera toutefois des évolutions significatives, sur le plan des expérimentations qui y sont réalisées, comme sur celui de la sûreté. L'inspection ciblée sur les thèmes liés à l'accident de Fukushima n'a été que partielle compte tenu de l'état de l'installation.

Phénix

Le réacteur Phénix, construit et exploité par le CEA en collaboration avec EDF, est un réacteur de démonstration de la filière dite à neutrons rapides refroidis au sodium. Autorisé par décret du 31 décembre 1969, la première divergence du réacteur a été effectuée en 1973. Sa puissance nominale initiale de 563 MWth a été réduite à 350 Mth en 2002. La centrale a cessé définitivement son fonctionnement en puissance couplé au réseau électrique début 2009. Des essais correspondant à la fin du fonctionnement, appelés essais de fin de vie, ont ensuite été réalisés jusqu'au début de l'année 2010.

Le réacteur à haut flux (RHF)

Le réacteur à haut flux de l'Institut Laue-Langevin, implanté à Grenoble, constitue une source de neutrons essentiellement utilisée pour des expériences dans le domaine de la physique du solide, de la physique nucléaire et de la biologie moléculaire. La puissance maximale du réacteur, initialement autorisée par le décret du 19 juin 1969 modifié par le décret n° 94-1042 du 5 décembre 1994, est de 58,3 MWth. Le cœur du réacteur, situé dans une enceinte de confinement, est refroidi par de l'eau lourde contenue dans un bidon réflecteur, lui-même immergé dans une piscine d'eau légère. Treize canaux verticaux et 4 inclinés permettent de diriger les neutrons vers les halls d'expériences situés à l'extérieur du bâtiment du réacteur. Des tubes verticaux permettent également d'irradier des échantillons.

3.1.2 Installations du cycle du combustible nucléaire

Site de La Hague

Le site de La Hague est implanté en bordure de mer dans la pointe Nord-ouest de la presqu'île du Cotentin à 6 km du Cap de La Hague et à 20 km à l'ouest de l'agglomération cherbourgeoise. L'établissement est implanté sur les communes de Digulleville, Jobourg, Omonville-la-petite et Herqueville dans le département de la Manche.

L'établissement couvre une superficie de 220 ha d'un seul tenant sur un plateau culminant à 180 m au dessus du niveau de la mer. Il s'y ajoute 70 ha dans la vallée des Moulinets au sud en bordure de mer : cette vallée a été obstruée par un barrage réalisant une retenue d'eau douce de 400 000 m³ servant à l'approvisionnement de l'établissement.

Sept INB, dont les activités sont destinées au retraitement des combustibles irradiés issus des réacteurs de puissance ou des réacteurs de recherche, sont installées sur le site. Elles sont exploitées par AREVA NC. Quatre d'entre elles font l'objet d'opérations de cessation définitive d'activité en vue de leur prochain démantèlement.

Les installations ayant fait l'objet d'inspections ciblées sur le site de La Hague sont les suivantes :

Les installations en fonctionnement :

- **l'usine UP3-A** (INB 116) et **l'usine UP2-800** (INB 117) assurant le traitement des combustibles usés de la filière à eau légère ;
 - UP 3 (INB 116), assure le traitement d'assemblages combustibles irradiés et de matières plutonifères, avec une capacité nominale de 800 t par an de combustible ;
 - UP2-800 (INB 117), installation destinée à retraiter du combustible irradié, comme UP3, et présentant également une capacité nominale de 800 t par an de combustible mais conçue pour retraiter aussi le combustible MOx ;
- **STE 3 (INB 118)**, ensemble industriel assurant le traitement des effluents liquides et l'épuration des effluents radioactifs avant leur rejet en mer.

Les installations à l'arrêt

- **l'usine UP2-400 (INB 33)** créée pour assurer le traitement des combustibles usés de la filière UNGG, à savoir pelage et dissolution des combustibles, séparation des produits de fissions, de l'uranium et du plutonium, puis purification et conditionnement de l'U et du Pu. Cette installation est aujourd'hui à l'arrêt et la demande d'autorisation de mise à l'arrêt définitif et de démantèlement est en cours d'instruction ;
- **STE 2 (INB 38)**, installation qui assurait le traitement, avant rejet en mer, des effluents liquides radioactifs de faible et moyenne activité en provenance de l'usine UP2-400. Elle assure également l'entreposage de déchets de faible ou moyenne activité provenant principalement d'UP2-400 pour lesquels les filières d'évacuation n'étaient pas définies lors de leur production. Cette installation est aujourd'hui à l'arrêt et la demande d'autorisation de mise à l'arrêt définitif et de démantèlement est en cours d'instruction ;
- **ELAN 2B (INB 47)**, installation conçue pour la fabrication des sources scellées de césium 137 et de strontium 90. Cette installation est aujourd'hui à l'arrêt et la demande d'autorisation de mise à l'arrêt définitif et de démantèlement est en cours d'instruction ;
- **Atelier HAO** (Haute activité oxyde) (**INB 80**), construit pour effectuer le déchargement, le cisailage, le découpage et la dissolution du combustible des réacteurs à eau ordinaire, aujourd'hui en phase de démantèlement.

Site du Tricastin

Le site du Tricastin se trouve situé à l'intérieur d'un espace bordé par le Rhône à l'ouest et le canal de Donzère à Mondragon à l'est. Le canal se situe à environ 100 m, tandis que la rive gauche du Rhône est éloignée de 5 km. Il est entouré au nord, par d'anciennes installations du CEA à l'est, par la centrale EDF dont il est séparé par une route ; au sud, par le CD 204 ; à l'ouest, par des terres agricoles.

Les installations qui ont fait l'objet d'inspections sont :

- **l'usine Georges Besse I** (GB I) (INB 93) exploitée par Eurodif, implantée sur le territoire des communes de Pierrelatte (Drôme), St Paul-Trois-Châteaux (Drôme) et Bollène (Vaucluse). qui enrichit par diffusion gazeuse l'uranium sous forme chimique d'hexafluorure d'uranium (UF₆) jusqu'à 5% en isotope 235. Son décret d'autorisation de création date du 8 septembre 1977 et son autorisation de mise en service du 25 août 1983. Elle fonctionne actuellement à puissance réduite et son arrêt de production est prévu pour la fin de l'année 2012 ;
- **l'usine Georges Besse II** (GB II) (INB 168) en construction sur le site du Tricastin qui sera exploitée par la Société d'enrichissement du Tricastin (SET). Elle enrichit l'uranium sous forme chimique d'hexafluorure d'uranium (UF₆) en isotope 235 par ultracentrifugation. Ce procédé présente deux principaux avantages par rapport au procédé de diffusion gazeuse utilisé par Eurodif : forte réduction de la consommation en énergie et maîtrise accrue des risques de dissémination des matières radioactives et chimiques (faible encours d'UF₆ dans les modules d'enrichissement et conditions de fonctionnement du procédé) ;

- **le site Areva NC** (ex COGEMA) de Pierrelatte dans la Drôme (26) dont les activités sont principalement axées sur l'amont du cycle du combustible avec l'usine W (qui transforme l'uranium appauvri en provenance de l'établissement d'Eurodif, en oxyde d'uranium stable permettant un entreposage de longue durée) et l'aval du cycle avec l'atelier TU5 (INB 155, qui traite le nitrate d'uranyle en provenance du site de La Hague et le convertit en tétrafluorure d'uranium (UF₄) ou en oxyde d'uranium) ;
- **l'usine Comurhex I** comprend des installations classées pour la protection de l'environnement pour la transformation par voie chimique du tétrafluorure d'uranium naturel (UF₄) en hexafluorure d'uranium (UF₆) afin d'alimenter les usines d'enrichissement et une installation nucléaire de base, arrêtée depuis le 31 décembre 2008, qui réalisait la transformation du nitrate d'uranyle (UO₂(NO₃)) issu du retraitement des combustibles usés en sesquioxyde d'uranium (U₃O₈) et en hexafluorure d'uranium (UF₆). Une nouvelle usine est en cours de construction, elle relèvera du régime des installations classées pour la protection de l'environnement (Comurhex II) ;
- **l'usine Socatri**, société auxiliaire du Tricastin (INB 138), sur le territoire de la commune de Bollène (Vaucluse), exerçant des activités sur les matériels et effluents en provenance d'Eurodif (assainissement et maintenance sur les composants). Socatri réalise également des prestations pour le compte de l'Andra (entreposage de déchets de faible activité à vie longue).

Installations de fabrication du combustible nucléaire (Mélox, FBFC)

Mélox

L'usine Mélox est aujourd'hui la seule installation nucléaire de production de combustible MOX, combustible constitué d'un mélange d'oxydes d'uranium et de plutonium. Elle est implantée sur le site de Marcoule. Par décret du 20 mars 2007, l'usine MÉLOX a été autorisée à porter à 195 tonnes de métal lourd le niveau de production de son usine.

L'usine FBFC de Romans

L'usine FBFC de Romans assure la production de poudre d'oxyde d'uranium ou d'assemblages combustibles, exclusivement destinée à alimenter les réacteurs de la filière à eau légère (REP ou REB). Le fonctionnement de cette usine est réglementé par un décret autorisant sa création datant de 1978 et modifié en 2006 pour permettre une augmentation de capacité de production.

3.1.3 Autres installations (ATPu, Masurca)

ATPu

L'Atelier de technologie du plutonium (ATPu) assurait la production d'éléments combustibles à base de plutonium, tout d'abord destinés aux réacteurs rapides ou expérimentaux, puis, à partir des années 1990, aux réacteurs à eau sous pression utilisant du combustible MOX. Les activités du laboratoire de purification chimique (LPC) étaient associées à celles de l'ATPu : contrôles physico-chimiques et examens métallurgiques des produits à base de plutonium, traitement des effluents et déchets contaminés en émetteurs alpha. Depuis 1994, AREVA NC est l'opérateur industriel exploitant l'ATPu et le LPC. D'un point de vue réglementaire, le CEA reste néanmoins l'exploitant nucléaire de ces installations.

En raison de l'impossibilité de démontrer la tenue de ces installations au risque sismique, AREVA NC a mis fin aux activités commerciales de l'ATPu en août 2003. Dès lors, le CEA s'est engagé dans un processus de mise à l'arrêt définitif et de démantèlement.

Masurca

Le réacteur Masurca, exploité par le CEA, dont la création a été autorisée par décret du 14 décembre 1966, est destiné aux études neutroniques, principalement sur les cœurs de la filière des réacteurs à neutrons rapides, et au développement de techniques de mesures neutroniques. Dans la configuration actuelle de l'installation, le cœur est déchargé (depuis 2007 suite au dernier réexamen de sûreté) et les matières fissiles sont entreposées dans le bâtiment de stockage et de manutention (BSM). Cette configuration devrait se poursuivre pendant encore plusieurs années.

3.2 Protection des installations en situation d'inondation d'origine externe

3.2.1 Réacteurs expérimentaux

En général, les référentiels de ces installations ne traitent pas directement des inondations externes.

Des actions de surveillance, notamment par les équipes de quart, sont cependant assurées vis-à-vis de ce risque. Il convient de noter que des conventions ou protocoles avec la préfecture, Météo France ou les exploitants de barrage sont définis (soit directement avec l'INB, soit via le centre. En cas de forte pluie, crue ou rupture de barrage, l'alerte serait donnée par les acteurs externes. Il convient de noter qu'il n'existe généralement pas de règle de hiérarchisation pour la mise en œuvre des moyens de secours communs à plusieurs installations, les référentiels de sûreté en vigueur ne prenant pas en compte les accidents multi-installations.

Osiris

Compte tenu de l'occurrence et de l'intensité modérées des événements redoutés et sous réserve des résultats des évaluations complémentaires de sûreté, les inspecteurs ont jugé la situation satisfaisante. Toutefois, une attention particulière vis-à-vis du risque d'inondation via les galeries techniques mérite d'être apportée.

RHF

Les inspecteurs ont constaté que le référentiel actuel en vigueur était respecté. Toutefois, ils ont noté qu'une réévaluation de l'aléa inondation était engagée, le dimensionnement actuel de l'installation n'étant pas suffisant au regard des conséquences de l'onde de submersion qui résulteraient des différents scénarios de rupture du barrage du Monteynard. Sans préjuger du débit et du niveau qui sera retenu à l'issue de cette réévaluation qui doit figurer dans la mise à jour du rapport de sûreté prévue en 2012, les inspecteurs ont relevé que le local de repli, les générateurs électriques de secours, les batteries et les portes du bâtiment réacteur étaient actuellement dimensionnés pour un niveau d'eau de 210,5m NGF. Au delà de ce niveau, ils sont vulnérables au risque d'inondation.

S'agissant des moyens de secours, ceux-ci sont définis dans le PUI et dans une consigne particulière d'exploitation « conduite à tenir en cas d'inondation ». Toutefois, la liste qui figure dans ces documents devra être vérifiée et mise à jour, notamment vis-à-vis des moyens de pompage disponibles sur l'INB. Il convient de relever également qu'une moto-pompe pourrait être mise à disposition du RHF par le CEA de Grenoble. Or les modalités d'utilisation et d'acheminement de cette moto-pompe demandent à être définies, notamment en cas de scénario où le CEA serait également inondé et serait amené à en avoir besoin aussi. Les moyens de pompages, normaux et de secours, sont apparus en bon état. Toutefois, il a été constaté que certaines portes anti-crue étaient en mauvais état au niveau des joints et que des obturations de trémies devaient être remises en état.

Phénix

Les inspecteurs ont constaté que le dispositif de ventilation n'était pas qualifié au séisme et que la disponibilité des moyens permettant de mesurer et d'échantillonner les rejets gazeux radioactifs ne pouvaient être assurés en cas de séisme de type SMHV. Ils ont donc demandé que les mesures et les justifications nécessaires soient apportées.

3.2.2 Installations du cycle du combustible nucléaire

Site de La Hague

Le risque d'inondation à La Hague a pour origine les fortes pluies pouvant survenir et la présence de nappes phréatiques au droit des installations. Les principaux constats faits en inspection et demandes complémentaires sont présentés ci-après.

L'examen du référentiel a montré les écarts suivants : une incohérence dans la gestion de situation dégradée dans certaines consignes d'exploitation suivant les typologies de fortes pluies et l'absence de mesures compensatoires prévues en cas d'indisponibilité de capteur de niveau puisard.

De plus, il apparaît que la formation spécifique en matière de risque inondation n'est aujourd'hui pas suffisante pour les personnels. Les inspecteurs ont demandé la réalisation d'un exercice global sur le site sur le thème du séisme ou de l'inondation. Un tel exercice n'a encore jamais été réalisé.

Les inspecteurs ont par ailleurs identifié des actions complémentaires pour prendre en compte le retour d'expérience d'un événement de 2006 en vue de vérifier la disponibilité des moyens de relevage de la nappe phréatique pour les ateliers semi-enterrés (44 fosses). Ils ont ainsi demandé une étude sur le risque de dysfonctionnement des pompes de relevage de la nappe dans le cas où les eaux à pomper auraient une charge importante de particules en suspension, due à un séisme ou une inondation.

Deux altérations du revêtement d'étanchéité des bâtiments en toiture ont été constatées en inspection. Par ailleurs, les inspecteurs ont abordé la question du maintien dans le temps de l'étanchéité (PVC) des radiers des ateliers enterrés. Cette problématique n'est a priori pas prise en compte dans le programme de surveillance.

De plus, certains câbles électriques nécessaires pour des fonctions de sauvegarde sont enterrés en caniveaux. L'étanchéité de ces câbles en conditions d'immersion doit être démontrée.

En conclusion, les inspecteurs ont noté une sensibilité relative des ateliers enterrés au risque inondation avec des actions correctives à mener sur les moyens de relevage des nappes phréatique (surveillance de la disponibilité à renforcer, modifications à intégrer). Ils ont demandé que soit menée une étude sur le maintien des moyens de relevage avec des eaux chargées en particules susceptibles d'en empêcher le bon fonctionnement.

De plus, les constats montrent que la surveillance du maintien de l'intégrité des dispositifs d'étanchéité du génie civil, au vu des constats, doit être améliorée. La qualification de certains équipements électriques doit être démontrée en conditions accidentelles d'inondation. Enfin, l'exploitant devra veiller au maintien du bon état de ses réseaux de drainage.

Site du Tricastin

Concernant le site de Tricastin, des ouvrages de protection ont été réalisés sur la rivière Gaffière en amont du site, sur le site, et en aval du site, pour prévenir les risques d'inondation par une crue potentiellement susceptible de se produire tous les 500 ans. Ces travaux ont été réalisés comme suite au groupe permanent « inondations » de 2007. Ils ont pour objectif de protéger toutes les installations, à l'exception de l'établissement Socatri et de la base chaude opérationnelle du Tricastin (BCOT). Les inspections ont mis en évidence qu'il manque un programme de contrôle, d'essais et de maintenance de ces nouveaux ouvrages.

En cas d'inondation externe, certains locaux des établissements de Socatri et d'Eurodif doivent être protégés par la mise en place de batardeaux mais il n'existe pas de programme de visites périodiques et de maintenance de ces équipements, de même que de leurs surfaces d'appui.

Par ailleurs, au sud du site, en cas de crues importantes, les eaux peuvent pénétrer dans les installations de Socatri, notamment dans le bâtiment d'entreposage de matières fissiles. L'ASN a demandé à l'exploitant dans la lettre de suite de l'inspection de vérifier que les arrimages ne pourraient pas être affectés en cas d'inondation du local. Ces arrimages participent à la prévention du risque de criticité.

Pour l'ensemble du site, les inspecteurs ont relevé qu'il fallait porter une attention particulière à la l'entretien et à la surveillance des réseaux des eaux pluviales, dont la capacité d'évacuation des eaux en cas de fortes pluies doit être garantie. La mise en place d'un plan de situation à jour des bouches d'eaux pluviales, ainsi qu'un plan d'entretien de ces bouches ont été demandés.

En conclusion, pour les installations examinées, la protection contre le risque d'inondation externe semble assurée par le respect du référentiel de sûreté en vigueur. Des programmes de visites périodiques, de maintenance et d'essais devront être établis, avec des périodicités adaptées, et devront être respectés.

Installations de fabrication du combustible nucléaire (Mélox, FBFC)

Concernant Mélox, pour des raisons liées à la prévention du risque de criticité, la mise en œuvre du Pu sous forme d'oxyde, pulvérulent ou solide, ne peut être assurée que dans des locaux hors d'eau. Cette contrainte s'étend in extenso aux dispositions de lutte contre l'incendie.

Dès 1985, COGEMA a aligné les principes de conception de l'usine Mélox sur les dispositions retenues pour les CNPE (RFS I.2.e) : crue millénale majorée sécurité (majorée de 15 %) et en proposant d'implanter les bâtiments dits « sensibles » sur la zone haute du site choisi.

L'étude de sûreté (rapport de sûreté indice B - août 2005) a ainsi retenu 4 scénarios : la montée de la nappe phréatique, les pluies torrentielles (aléa cévenol), la crue du Rhône, la rupture de la digue du Rhône en cas de séisme.

Pour ce qui est des deux premiers points, la prévention du risque d'inondation repose sur les dispositions constructives et la qualité des réalisations. L'implantation de Mélox, sur la partie haute du site (+40 NGF), met l'usine hors de portée de la crue CMS du Rhône (+37,5 NGF), des effets de cette dernière au niveau du contre canal et des conséquences d'une rupture de digue.

L'analyse de site jointe au rapport préliminaire de sûreté (février 1988), les options de conception et choix qui en ont découlé, constituent un ensemble robuste qui n'a fait l'objet d'aucune remise en cause depuis la mise en service de l'usine (février 1995).

Les points d'entrée des informations diffusées depuis l'extérieur sont le poste de surveillance générale (PSG) et le poste de protection des matières nucléaires (PMN). Ces informations sont transmises aux chefs de quart. Enfin, Mélox peut recevoir l'appui du référent AREVA pour l'inondation. Par ailleurs, des conventions lient Mélox à de multiples interlocuteurs : Météo France, CNR, CEA, notamment la FLS et les services engagés dans la sécurité civile, les exploitants de barrages, la préfecture du Gard. Mélox entretient également des échanges avec le service départemental d'incendie et de secours (SDIS).

Le CEA de Marcoule assure, pour le secteur de Marcoule, la fonction de vigie, et à ce titre, implante et exploite les moyens de surveillance nécessaires. Mélox dispose cependant de sa propre station météo mais ne possède en propre aucun dispositif de surveillance du niveau du Rhône et de celui de la nappe phréatique.

Etant hors de portée de la CMS, Mélox ne s'est pas dotée de moyens de protection passifs. Concernant les moyens actifs, les inspecteurs ont noté la possibilité de recevoir de la part du CEA un renfort de pompe de relevage mobiles.

L'accessibilité en cas de crue extrême du Rhône est garantie par bateau ou par hélicoptère (aire d'atterrissage au CEA). Toutefois, l'accessibilité par bateau en cas de forte crue reste à confirmer en présence de forts courants. Mélox dispose des moyens nécessaires (couchage, cantine) pour maintenir sur site du personnel pour une autonomie d'une semaine (celle de la réserve en carburant des groupes électrogènes de secours). En matière de télécommunication, l'exploitant s'est doté de lignes à la fois doublées et de technologie diversifiée.

Les inspecteurs ont noté que Mélox ne disposait pas de galerie technique « inter installation » (vers les installations du site de Marcoule). Par ailleurs, en cas d'inondation, seule la surveillance du rejet en cheminée (point unique de rejet) serait assurée. Enfin, Mélox a tiré un important retour d'expérience de l'épisode cévenol de 2002 et des inondations survenues en 2003, notamment avec, en 2002, l'hébergement d'habitants du village sinistré de Codolet.

En conclusion, l'installation est conforme à son référentiel de sûreté, les dispositions prises à la conception excluant toute inondation d'origine externe. Les inspecteurs ont noté qu'à l'occasion de l'épisode cévenol de 2002, une partie de la population du bourg voisin de Codolet a été hébergée à Mélox validant d'une certaine manière les options retenues pour l'implantation de l'usine.

Les relations avec le site CEA de Marcoule font l'objet de conventions que les inspecteurs ont néanmoins estimées insuffisamment précises quant aux moyens qui seraient engagés au bénéfice de Mélox. A cet égard, il semble probable que les moyens d'intervention ou de secours disponibles mutualisés en cas de situation climatique extrême, seraient déployés sur l'ensemble du site industriel, en fonction des circonstances.

Enfin, les inspecteurs ont relevé que l'accessibilité en cas de forte crue par bateau reste à confirmer en présence de forts courants.

Concernant FBFC à Romans-sur-Isère, le site n'est pas concerné par une inondation de type crue de rivière ou remontée de nappe, étant donné le dénivelé qui le sépare de la cote de l'Isère ou de la cote de la nappe. Le risque d'inondation proviendrait uniquement des eaux de fortes pluies. Une étude est en cours pour caractériser la capacité d'évacuation et l'état du réseau des eaux pluviales et identifier les points potentiels d'entrée d'eau dans les bâtiments.

3.2.3 Autres installations

ATPu

L'exploitant a mis en place une consigne de type conduite à tenir en situation incidentelle, valable pour tout le personnel qui couvre le risque inondation. Les alarmes sondes sont gérées par la FLS, qui dispose d'une fiche réflexe en horaire normal (HN) et hors horaire normal (HHN). Une deuxième note définit les personnes à mobiliser en faisant jouer les astreintes.

Il existe un réseau de télésurveillance et d'alarme inondation dans l'installation ainsi que des sondes de détection avec pompes gérés par l'INB à cet effet. Le réseau de télésurveillance et d'alarme est en liaison directe et permanente avec le PC sécurité du centre. Les puisards sont vérifiés lors de la ronde par l'astreinte direction/ sécurité ou le RSE. Le niveau des eaux souterraines est contrôlé périodiquement par des piézomètres situés à proximité de l'installation. Les équipements font l'objet de contrôles et de maintenance périodiques. Une perte d'alimentation électrique due à une hypothétique inondation au sous-sol pourrait théoriquement provoquer la perte de la surveillance de l'installation (sauf si le secours électrique est enclenché, GEF ou GEM).

Les réseaux d'évacuation des eaux pluviales de l'INB, constitués de collecteurs ouverts ou enterrés, participent à la prévention du risque d'inondation. A la suite de l'inspection, il a été demandé à l'exploitant de justifier la périodicité de contrôle et d'intervention (curage) établie sur les réseaux d'évacuation des eaux pluviales du périmètre de l'INB 32.

En conclusion, aucun écart par rapport au référentiel n'a été constaté. Le référentiel actuel exclut une vulnérabilité de l'INB 32 au risque inondation. Il convient toutefois de s'assurer que l'aléa retenu est bien enveloppe (prise en compte de précipitations avec une fréquence de retour a minima centennale, prise en compte des remontées de nappe, etc.).

Masurca

Pour Masurca, la localisation de l'installation sur le site de Cadarache la rend peu vulnérable aux inondations externes qui ne sont pas considérées par l'exploitant comme un risque potentiel. En tout état de cause, un constat d'écart notable a été formulé en inspection dans la mesure où les documents généraux du site, compte tenu de la durée de l'arrêt prolongé de l'installation (environ 10 ans), ne sont pas représentatifs du niveau de risque actuel de l'installation. Ces documents indiquent en effet que l'installation Masurca fait partie des installations de Cadarache prioritaires en terme d'alimentation électrique ce qui n'est plus forcément justifié puisque le cœur est déchargé.

Une demande d'action corrective a été formulée dans ce cadre consistant à mettre à jour :

- la PGSE en ce qui concerne la liste des installations prioritaires en besoin d'alimentation électrique de secours compte tenu de la situation actuelle de l'installation Masurca (cœur déchargé) ;
- les différentes notes et procédures opérationnels en conséquence.

3.3 Protection des installations en situation de séisme

3.3.1 Réacteurs expérimentaux

En général, ces installations ne disposent pas de référent « séisme », mais font appel à des pôles de compétences (cas des INB du CEA) ou à des acteurs externes en cas de besoin d'expertise sur ce sujet. Des conventions d'information réciproque sont définies (avec la FLS et la préfecture notamment). Par ailleurs, ces installations disposent de plusieurs détecteurs sismiques qui font l'objet de contrôles périodiques. Des actions d'arrêt d'urgence sont en général asservies au déclenchement de ces détecteurs. Des consignes en cas de séisme sont généralement définies.

Osiriris

La situation a été jugée satisfaisante. Toutefois, les inspecteurs ont demandé que soient examinées la tenue des bâtiments UST (unité de support technique) et FLS (formation locale de sécurité) du centre, dans lesquels sont entreposés des moyens de secours nécessaires pour intervenir sur Osiris en cas de séisme, ainsi que les mesures palliatives qui pourraient être nécessaires pour permettre l'accès au réacteur. De plus, les inspecteurs ont demandé à l'exploitant de définir les actions spécifiques de redémarrage du réacteur après un phénomène naturel extrême, notamment un séisme.

RHF

L'ASN a demandé à l'issue de l'inspection que l'exploitant mène à terme les ultimes modifications engagées, à la suite de la réévaluation sismique réalisée entre 2002 et 2007, concernant le renforcement de la tenue au séisme de certains matériels susceptibles d'aggraver par leur chute des matériels importants pour la sûreté, modifications qui auraient dû être terminées à l'été 2011. Concernant les modifications déjà réalisées, les inspecteurs ont constaté que les documents de synthèse de la qualité des travaux réalisés pour renforcer le pont polaire au SMS n'étaient pas finalisés, les travaux étant pourtant terminés. Ces documents permettront d'attester de la conformité des travaux réalisés par rapport aux améliorations proposées. Par ailleurs, une sensibilisation des intervenants au risque séisme serait nécessaire : les inspecteurs ont à cet égard relevé que des chariots n'étaient pas calés, que certains ponts ou potences de levage n'étaient pas en position sûre et que des bouteilles de gaz n'étaient pas convenablement arrimées. Par ailleurs, la question des accès au site en cas de séisme majeur pourrait se poser (configuration de presqu'île). Enfin, il a été relevé que les moyens de communication étaient susceptibles d'être affectés par un séisme. Toutefois, les inspecteurs ont noté que l'exploitant a prévu l'achat d'un téléphone satellite. Les inspecteurs soulignent que la réalisation d'un exercice « séisme » en mai 2011 et la mise en œuvre d'actions de progrès sont très positives.

Phénix

Le dispositif de contrôle avant rejet des effluents gazeux radioactifs n'est pas dimensionné au séisme (comme pour les réacteurs Osiris et RHF). Les inspecteurs ont demandé à l'exploitant de détailler les mesures palliatives nécessaires au maintien en fonctionnement, après un séisme, du contrôle des effluents gazeux.

3.3.2 Installations du cycle du combustible nucléaire

Site de La Hague

En application de la RFS 2001-01, le risque sismique pour le site de La Hague est caractérisé par une intensité VI-VII MSK, pour le séisme maximal historiquement vraisemblable. Cette intensité est majorée d'un degré pour caractériser le séisme majoré de sécurité à VII-VIII MSK (SMS). L'exploitant doit identifier les matériels participant à la démonstration de sûreté de l'installation et définir des exigences notamment de tenue au séisme de ceux-ci.

Concernant l'instrumentation et les moyens de détection sismique, les inspecteurs ont demandé la justification du réglage du sismomètre commandant l'arrêt d'opération au-dessus de la piscine NPH. Par ailleurs, les inspecteurs ont constaté que le sismographe de l'établissement était indisponible depuis huit mois sans actions prioritaires de l'exploitant. Ils ont également formulé une observation sur la justification du dimensionnement au séisme des équipements d'appoint en eau des piscines et notamment des cuves tampons.

D'autres demandes ont porté sur la gestion des contrôles et essais périodiques (CEP) :

- un CEP, tel qu'il est réalisé, ne permet pas de tester un automatisme de mise en sécurité automatique de l'installation (arrêt des transferts de matière) en cas d'indisponibilité d'un sismomètre ;
- certains automatismes de sûreté déclenchés par des sismomètres ne font l'objet d'aucun CEP.

La justification du maintien dans le temps de la qualification (calculs ou essais) sismique des équipements participant à des fonctions importantes pour la sûreté devra être démontrée (vieillesse) au vu notamment de leur entretien. Par ailleurs, les inspecteurs ont demandé la réalisation d'un exercice global sur le site sur le thème du séisme ou de l'inondation, un tel exercice global n'ayant jamais été réalisé.

Pour les installations en cours de renforcements sismiques ou sur lesquelles des études sont en cours, les inspecteurs ont noté l'absence d'état d'avancement du planning global des chantiers, de suivi des écarts et des retards.

Les inspecteurs ont relevé l'existence d'une étude de vulnérabilité des bâtiments non-nucléaires du site au séisme dont les conclusions n'ont pas été encore examinées par des experts extérieurs à AREVA. Une autre remarque a été formulée en inspection sur la prise en compte de seulement 10% des salles des bâtiments nucléaires dans les études de conformité lors des réexamens de sûreté.

Concernant les agressions intra installation, les inspecteurs ont demandé des compléments sur l'accessibilité et la non agression des sondes de température des cuves de l'atelier R4 en cas de séisme.

Conclusion

Les inspecteurs ont noté que le dimensionnement au séisme de certains équipements, d'origine ou le maintien de leur qualification après modification, devra être démontré, notamment sur la partie instrumentation. De plus, le thème vieillissement devra être intégré pour justifier le maintien dans le temps de la qualification sismique des équipements participant à des fonctions importantes pour la sûreté.

Au vu des études réalisées, les moyens de secours électrique des installations seraient vraisemblablement agressés par d'autres équipements non dimensionnés en cas de séisme. Ce constat doit être traité par l'exploitant pour maintenir la fonction de ces moyens et leur accessibilité en cas de sinistre même s'il existe un troisième niveau de secours électrique pour la sauvegarde.

Par ailleurs, le maintien de l'efficacité dans le temps (indisponibilité, CEP) du sismographe et du bon déclenchement des automatismes de sûreté doit être renforcé. Enfin, une étude non exploitée sur la vulnérabilité des bâtiments non-nucléaires du site devra être examinée pour étudier les conséquences d'un tel séisme et en particulier, ses effets sur l'accessibilité des différentes installations du site.

Site du Tricastin

Les installations récentes du site (Georges Besse II) ou en cours de construction (Comurhex II) sont dimensionnées au séisme majoré de sécurité.

Les installations plus anciennes n'ont pas été conçues selon ce référentiel. Ainsi, sur Eurodif, la tenue de l'annexe U au SMS n'est pas démontrée, et des mesures de restrictions des quantités d'uranium présentes dans cette annexe sont en place. Les inspections n'ont pas mis en évidence d'écart à ces restrictions.

Pour Socatri, la tenue du bâtiment URS doit encore être démontrée dans le cadre du réexamen de sûreté en cours. Pour W, exploitée par AREVA NC, le stockage de l'acide fluorhydrique ne résisterait pas à un SMS et des incertitudes existent sur la tenue au SMS des zones « étuves ». Concernant Comurhex I, ni l'INB, ni les installations chimiques classées ICPE SEVESO ne sont dimensionnées au SMS.

D'un point de vue organisationnel, il n'y a pas de démarche globale du site sur la tenue au séisme, les installations étant organisées de manière indépendante, chacune sous la responsabilité d'un exploitant

différent. Cependant, il existe des liens entre les organisations de crise de GBII et d'Eurodif, et des agents d'Eurodif peuvent participer aux équipes de crise de la société d'enrichissement du Tricastin (SET) ou de Socatri. Les exploitants disposent d'équipes locales de première intervention (ELPI) mais la FLS du site intervient également sur tous les événements.

Les inspections n'ont pas mis en évidence d'écart majeur avec les moyens prévus pour la gestion d'un séisme dans le rapport de sûreté et dans les règles générales d'exploitation.

Sur les installations, les matériels identifiés comme EIS en situation de séisme sont dimensionnés à ce risque : maintien de la fonction, de l'intégrité, stabilité, non agression selon les cas. Toutefois, la liste des EIS en cas de séisme est limitée : par exemple, sur l'usine GB II, la liste des EIS dépend de la situation de l'installation, et, par exemple, il existe des générateurs diesel de « secours », mais non EIS, sans fonction « sûreté » et non dimensionnés au séisme (les diesels et leurs réserves de fuel).

Sur l'installation GBII, les dispositifs « actifs » en cas de séisme (vidange de secours par exemple) ont pour but de protéger « l'investissement » et ne sont pas requis par une exigence de sûreté.

Cependant, en cas de situation d'urgence suite à un séisme (fuite UF₆, accident de criticité...), les exploitants de la plate-forme du Tricastin peuvent se trouver dans une situation délicate :

- certaines installations ne disposent pas de consignes spécifiques précisant la conduite à tenir en cas de séisme (Comurhex par exemple) ;
- la plupart des installations ne disposent pas d'alimentations électriques de secours dimensionnées au séisme, car non requises par leur référentiel de sûreté. Certains matériels disposent d'une alimentation électrique de secours par batteries ou onduleurs dont la durée peut être limitée à 30 minutes ;
- les moyens de communication et de supervision des installations sont secourus par batteries, ou pendant une durée de 30 mn à quelques heures seulement (et ils ne sont pas non plus dimensionnés au séisme) ;
- sur la plupart des installations, les locaux de crise, l'alimentation électrique de la salle de commande, les générateurs électriques de secours et les réseaux de communication ne sont pas dimensionnés au séisme ;
- la disponibilité des moyens de détection et de lutte contre l'incendie n'est pas garantie (alimentation des détecteurs, réseaux, eau) ;
- les disponibilités des moyens de la FLS et sa capacité à intervenir chez plusieurs exploitants du Tricastin simultanément à la suite d'un séisme restent à démontrer. Il n'est entreposé ni eau, ni nourriture, ni iode stable dans les installations, le stock ayant été mutualisé au niveau du site. Les stocks de nourriture présents dans les cantines ne sont pas protégés vis-à-vis d'une contamination éventuelle.

Enfin, les inspecteurs ont constaté que la disponibilité des moyens de surveillance des installations ou des rejets n'étaient pas garantie en cas de séisme, car elle n'est généralement pas requise pas les référentiels de sûreté applicables.

Sur Eurodif, des défauts de serrage des ancrages des diffuseurs dans la dalle qui les supporte ont été constatés par l'exploitant. Il a également relevé une anomalie sur le parc de l'annexe U : sur un conteneur d'UF₆ de type 48Y en refroidissement, le capot de protection contre les chocs de la vanne de vidange n'était pas verrouillé. Ce dispositif n'est toutefois pas conçu à des fins de résistance à un éventuel séisme. Cette anomalie a été également constatée sur d'autres capots et a fait l'objet d'une analyse en tant qu'événement significatif et de mesures correctives.

Enfin, les inspecteurs ont ponctuellement noté que toutes les installations ne disposent pas d'une procédure de gestion de la position de repos des ponts et autres gros moyens de levage considérés comme des agresseurs potentiels en cas de séisme.

En conclusion, il ressort des inspections menées sur l'ensemble du site du Tricastin que les exploitants respectent globalement les exigences de résistance au séisme prévues dans leur référentiel de sûreté mais auraient des difficultés à gérer une situation accidentelle consécutive à

un séisme majeur, du fait de la perte des alimentations électriques, des moyens de communication, de la supervision de l'installation ou encore du non-dimensionnement au séisme de locaux annexes, des locaux de crise ou de repli, et des locaux abritant les moyens et les hommes de la FLS.

Par ailleurs, les exploitants n'ont pas toujours envisagé le rôle d'agresseurs que certains matériels peuvent jouer en cas de séisme : les protections et les procédures adaptées ne sont donc pas systématiquement formalisées et appliquées.

Installations de fabrication du combustible nucléaire (Mélox, FBFC)

Pour Mélox, le décret du 21 mai 1990 autorisant sa création, fixe les objectifs de conception et de réalisation à respecter : maintenir et assurer les fonctions importantes pour la sûreté que sont le confinement des matières et la prévention du risque de criticité. Le séisme devant être pris en compte est de niveau VIII-IX (MSK), le spectre de réponses établi sur la base de résonateurs adaptés au site. Mélox a été implanté sur un remblai de matériaux nobles reposant sur la couche d'alluviale. L'exposition aux effets de site fait l'objet d'une expertise en cours.

Dès la conception les effets potentiels d'un séisme sur le confinement des matières (non garanti, report sur la première barrière de génie civil), le risque de criticité (l'option étant de maintenir les matières localisées et de garantir la sous criticité quel que soit le mode de contrôle secondaire), le risque de manutention, le risque dû aux dégagements thermiques et les risques d'incendie et d'explosion ont été pris en compte.

De plus, l'exploitant a considéré la mise en état sûr de l'installation en cas de séisme en étudiant les conditions présidant à la maîtrise des risques associés et liés à la perte de la fourniture en énergie électrique et à la perte du système de conduite de l'installation.

En cas de séisme, la production est arrêtée et l'installation est repliée dans un état sûr dit de sauvegarde. Les équipements devant garder leur fonctionnalité post-séisme (conduite de sauvegarde, batteries les chemins de câbles associés au contrôle-commande de sauvegarde), avec les circulations donnant accès au poste de sauvegarde, sont dimensionnés au séisme.

L'installation est conforme à son référentiel. Le génie civil et les équipements dont l'intégrité doit être conservée en cas de séisme ont été identifiés en fonction d'objectifs de sûreté précis. La détection sismique est une détection à seuil, interne et sans enregistrement. En cas d'alarme ou de préalarme, l'installation bascule en régime de sauvegarde.

Au niveau du SMS, la sous-criticité est garantie par le maintien de la localisation des matières, la fraction dispersable étant contenue par le génie civil à l'interface des cellules et des boîtes à gants ou chaînes blindées (report de barrière). Aucun délai à l'intervention des secours extérieurs n'est imposé. En cas d'isolement du site, les dispositions et moyens qui seraient utilisés sont ceux associés au risque d'inondation.

L'ensemble de ces dispositions, considéré avec l'autonomie d'une semaine en situation d'isolement, constituent un point fort de l'usine Mélox.

Pour les moyens d'intervention d'origine externe, les inspecteurs ont noté qu'en cas de séisme qui pourrait affecter l'ensemble des installations du site de Marcoule, la suffisance de l'effectif de secours qui serait affecté à l'intervention sur l'installation Mélox n'est pas garantie.

Enfin, les inspecteurs ont constaté que l'instrumentation est d'origine et ne correspond pas à l'état de l'art actuel. L'exploitant a réalisé une étude d'obsolescence dans le cadre de l'évaluation complémentaire de sûreté.

Sur les installations de la FBFC, seuls les bâtiments nécessaires à la production (bâtiments C1 et AP2, et station HF) sont dimensionnés au SMS, soit par leur conception d'origine soit après des travaux de rénovation réalisés depuis 2006. Les autres bâtiments (notamment ceux censés accueillir les PC de crise ou contenant les moyens d'intervention) et les utilités (en particulier les alimentations en gaz et en électricité) ne sont pas dimensionnés au SMS. En particulier, le bâtiment de procédé R1 (recyclage des matières) ne résisterait pas à un séisme et les matériels qu'il contient non plus.

L'exploitant prévoit qu'en cas de séisme, les installations seraient mises en sécurité. Il a d'ailleurs mis en place un système de détection et de coupure sismique (DCS) qui sera opérationnel en janvier 2012, et qui permettra de couper automatiquement les alimentations en utilités (notamment celles en gaz explosifs) en cas de séisme.

Les inspecteurs ont relevé que certains moyens de surveillance des rejets disposaient de batteries (2h pour les balises radiologique du site par exemple), mais la tenue au séisme des moyens de surveillance de l'environnement n'est pas garantie.

En conclusion, l'inspection de la FBFC a mis en évidence sur le thème du séisme la nécessité de renforcer le bâtiment procédé R1, et de finaliser rapidement la mise en service du système de coupure en cas de séisme (DCS).

3.3.3 Autres installations

ATPu

L'atelier de technologie du plutonium est équipé d'un système de détection sismique qui couperait automatiquement les alimentations en eau et en électricité de l'atelier et entraînerait le déclenchement du plan d'urgence interne de l'INB (PUI). Il existe 6 accéléromètres, pour l'INB, ainsi que des accéléromètres sur le centre qui déclenchent des alertes FLS.

Le contrôle de ces accéléromètres est de la responsabilité d'AREVA NC. Les actionneurs commandés sont placés sur l'ATPu, le LPC et le LEFCA.

Les inspecteurs ont examiné les contrôles des accéléromètres séismes réalisés en 2010. Ils ont constaté qu'un équipement était défaillant. L'exploitant a toutefois indiqué que la défaillance d'un seul équipement n'est pas de nature à remettre en cause la fonction de sûreté du fait de la redondance des accéléromètres. Dans la lettre de suite à l'inspection, l'ASN a demandé à l'exploitant de lui faire part de son retour d'expérience sur la fiabilité des accéléromètres, ainsi que sur les délais de remplacement de ces équipements en cas de défaillance (disponibilité des pièces de rechange, qualification des intervenants, etc.).

Plusieurs bassins d'eau du centre ne sont pas dimensionnés au séisme SMS ainsi que les moyens de pompage. L'exploitant a indiqué le projet de création de bassins à cet effet. Les inspecteurs ont constaté que les talkies-walkies ainsi que les tenues de protection destinées à protéger le personnel des équipes de reconnaissance contre une possible dissémination de substances radioactives sont entreposés dans des locaux de l'INB 32 non prévus pour résister au séisme fort défini comme séisme d'intensité supérieure à 5 sur l'échelle MSK. Le local prévu au gréement du poste de commandement avancé (PCA) ne tient pas non plus à un tel séisme.

Les inspecteurs ont constaté que la procédure de l'INB 32 détaillant les actions à réaliser après un séisme nécessitait une mise à jour afin de tenir compte de l'état d'avancement du démantèlement de l'installation.

En conclusion, les inspecteurs ont noté :

- **des points satisfaisants : le système de détection sismique est opérationnel, des actions de sensibilisation du personnel sont menées mais nécessitent d'être étendues à l'ensemble des intervenants, y compris les prestataires ;**
- **des points à améliorer : les moyens de communication et les tenues de protection qui seraient utilisés en cas de séisme sont entreposés dans un local ne résistant pas au séisme ; les procédures d'intervention en cas de séisme doivent être mises à jour pour tenir compte de l'avancement des travaux de démantèlement de l'installation.**

Masurca

Les inspecteurs ont constaté qu'en cas de SMS, l'installation ne garantit pas la disponibilité (l'intégrité et/ou l'opérabilité) de ses moyens de secours abrités par des structures non dimensionnées au SMS. L'exploitant considère toutefois que l'inventaire de ses moyens actifs et leur dimensionnement au séisme n'est plus pertinent dans la mesure où, dans la configuration actuelle, il n'est pas nécessaire de disposer de moyens actifs pour maintenir l'INB dans un état sûr. Par ailleurs, la tenue au SMS des balises de surveillance propres à l'INB n'est pas garantie. A ce titre l'INB n'est donc plus autonome et nécessite donc de faire appel aux moyens mobiles du centre. Enfin, la disponibilité du réseau de communication interne à l'INB (non dimensionné au SMS) ne peut être garantie.

3.4 Perte de la source froide

3.4.1 Réacteurs expérimentaux

O siris

Les inspecteurs ont noté que les systèmes de filtration vérifiés sont apparus satisfaisants. La disponibilité des moyens de secours apparaît, sur O siris, satisfaisante, et des consignes en cas de mode dégradé existent. Par ailleurs, les moyens de secours semblent correctement connus par les intervenants.

Enfin, une incohérence concernant le seuil d'anomalie vis-à-vis du niveau optimal de remplissage de la piscine d'O siris a été identifiée entre le rapport de sûreté et la consigne relative à la conduite à tenir en cas de baisse accidentelle du niveau de la piscine.

RHF

Le réacteur peut quant à lui être refroidi pendant plusieurs jours par convection naturelle en circuit fermé, grâce aux réserves d'eau constituées par les piscines situées dans le bâtiment réacteur. Ces dispositions ne nécessitent pas non plus d'alimentation électriques, la circulation d'eau se faisant par convection naturelle. En fonctionnement normal, les inspecteurs ont noté que le cahier de relevés des paramètres de refroidissement était bien tenu pour le RHF.

Une demande de la lettre de suite de l'inspection a porté sur la disponibilité d'un moyen de secours ultime du RHF qui doit être précisée, à savoir la motopompe de la FLS. Les inspections ont montré que les opérations de maintenance des pompes et systèmes de refroidissement du RHF, si elles étaient réalisées, étaient néanmoins mal formalisées, notamment pour ce qui concerne la justification du maintien des performances requises. Bien que les contrôles et essais périodiques soient gérés rigoureusement, notamment pour les essais avant un nouveau cycle, la maintenance préventive des matériels passifs, et matériel en général, participant à la tenue au séisme mériterait d'être mieux formalisée (programme de maintenance du génie civil, déjà demandé par ailleurs).

Phénix

Il convient de noter que compte tenu de la fin du fonctionnement en puissance du réacteur depuis février 2010, les fuites thermiques suffisent à elles seules pour évacuer la puissance résiduelle. Le refroidissement en convection forcée n'est donc plus nécessaire.

3.4.2 Installations du cycle du combustible nucléaire

Site de La Hague

La fonction refroidissement est importante pour la sûreté sur le site de La Hague. Elle est nécessaire pour assurer la maîtrise de la température des entreposages de combustibles usés dans les piscines, ou de certains procédés exothermiques. Aussi, l'exploitant doit maîtriser cette fonction et en assurer le maintien dans le temps et en situation post accidentelle.

L'inspection a démontré que la procédure de passage en mode sauvegarde par ventilation en tirage naturel de ECC (entreposages des colis compactés de coques et embouts) serait difficilement applicable en situation réelle. De plus, le calorifuge des gaines de ventilation de cet entreposage sont dans un état dégradé et deux des registres de ventilation étaient dans une position inadéquate.

Des remarques ou des questions ont été formulées concernant l'opérabilité des moyens manuels d'appoints en eau des piscines suite à la réalisation d'un exercice, portant, en particulier, sur la mise en place des tuyauteries qui s'est avérée difficile et le délai d'installation du seul batardeau non pré positionné pour le confinement des eaux sous piscines.

De même, une incertitude existe sur l'opérabilité de la mesure de niveau piscine en conditions post accidentelle compte tenu de la conception de la canne de bullage déportée. Par ailleurs, la surveillance des températures de cuves, pour l'atelier R4 notamment, ne semble pas assurée en conditions post accidentelles à cause d'agressions potentielles.

Les aérothermes de l'eau des piscines fonctionnent en mode manuel (sans automatisme), alors qu'un mode automatique est prévu. Les inspecteurs ont demandé que la sûreté de ce mode de fonctionnement soit démontrée.

Les visites de terrain ont mis en évidence des écarts sur des équipements participant à la fonction de refroidissement en mode sauvegarde : absence de serrage sur un dispositif anti battement d'une tuyauterie, de bouchon d'étanchéité de vannes, de réserve d'huile sur une des pompes de refroidissement ; état extérieur dégradé de certains échangeurs ; état dégradé (rouillé) de pompes. Un risque d'agression par des matériels entreposés a été identifié comme pouvant affecter des canalisations de refroidissement de sauvegarde.

En conclusion, des écarts ont été relevés sur les équipements participant au refroidissement (échangeurs, aérothermes, tuyauteries), permettant de conclure à la nécessité d'une amélioration de leur maintenance et une vérification du maintien dans le temps de leur dimensionnement.

De plus, le maintien des moyens de ventilation naturelle d'un des entreposages, celui d'ECC, semble remis en cause au vu des écarts constatés en inspection.

Site du Tricastin

Aucune des installations inspectées dans le cadre de la campagne faisant l'objet de ce rapport ne présente d'accroissement de risque pour la sûreté en cas de perte de la source froide ou du refroidissement.

Seule la perte totale pendant quelques dizaines d'heures du refroidissement d'Eurodif (estimation variable selon la température extérieure) conduirait à figer l'UF₆ dans les diffuseurs, provoquant le colmatage de l'usine, probablement irréversible, sans toutefois que des rejets dans l'environnement ne se produisent.

De ce fait, il n'y a pas d'organisation ou de moyens spécifiques prévus par les exploitants pour prévenir ce risque.

Installations de fabrication du combustible nucléaire (Mélox, FBFC)

Pour Mélox, les inspecteurs ont constaté la mise en place d'une formation par compagnonnage à l'utilisation des fiches réflexes. Les reports d'alarmes sont faits en salle de conduite (poste de sécurité au PSG) et vers les deux pupitres de sauvegarde. Les inspecteurs ont noté que les ouvrages et équipements et fonctions devant rester opérationnels étaient listés.

Les unités de refroidissement sont dotées de plusieurs postes de conduites. En cas de perte d'eau glacée, il y a possibilité de connecter sur le réseau d'eau industrielle. Le stock de pièces de rechanges fait l'objet d'un suivi. Pour les filtres, il existe sur site un stock minimum de sécurité dimensionné au séisme complété d'un dépôt hors site (Pont-Saint-Esprit).

Aucune perte générale du refroidissement n'a été enregistrée depuis la création de Mélox. Les exercices annuels ont conduit l'exploitant à rénover les postes de sauvegarde.

En conclusion, l'installation est conforme à son référentiel. Le refroidissement des entreposages STE est sauvegardé avec possibilité, en cas de perte des batteries froides pourtant dimensionnées au séisme, de raccorder de l'eau industrielle à partir d'une borne incendie ou du Rhône. Les inspecteurs ont également noté que Mélox, avec l'évolution des matières mises en œuvre et l'accroissement de sa capacité de production, a dû se doter de capacités d'entreposage supplémentaires (pastilles, crayons, assemblages) qui ont été équipés de leur propre système de refroidissement. Les inspecteurs ont estimé que l'impact de ces nouveaux équipements sur la sûreté de l'usine devra faire l'objet d'une évaluation globale.

Pour FBFC, seules quelques zones des installations ont besoin d'un refroidissement, et pendant au maximum quelques heures une fois les installations arrêtées. Il s'agit principalement des fours de frittage BTU, en raison du risque hydrogène qu'ils présentent lors de leur fonctionnement. Ces fours sont dotés d'aéroréfrigérants en circuit fermé. Les inspecteurs n'ont pas identifié d'écart concernant ces matériels.

3.4.3 Autres installations

ATPu

La perte de source de refroidissement a été considérée comme non pertinente pour l'ATPu. Seul un équipement thermique est utilisé en exploitation (l'étuve présente en cellule C12) mais ne présente pas a priori d'enjeu de sûreté particulier en matière de refroidissement.

Masurca

Pour Masurca, les inspecteurs ont noté que l'exploitant considère que, dans la configuration actuelle l'installation n'a pas besoin d'un refroidissement « actif » (cf. partie 3.3.1). Dans ce cadre, l'exploitant considère que la ventilation naturelle et le dimensionnement du gainage des columbariums sont suffisants pour évacuer la puissance résiduelle des MF et les confiner.

3.5 Perte des alimentations électriques

3.5.1 Réacteurs expérimentaux

Les inspections ont permis de noter, lorsque ce point a été examiné, que le partage des responsabilités pour l'entretien des installations (INB / RTE) est défini. Les conventions entre les exploitants et RTE existent et prévoient la réalimentation prioritaire des installations en cas de coupure.

L'inventaire des moyens normaux d'alimentation électrique et des moyens de secours est généralement défini dans le rapport de sûreté. Toutefois pour le RHF, le rapport de sûreté n'est pas à jour sur ce point, mais sa mise à jour est prévue pour 2012. Des plans actualisés ont cependant été présentés en inspection. Seul un générateur électrique fait l'objet d'un requis en terme de sûreté, le RHF étant conçu pour être refroidi pendant plusieurs jours en convection naturelle, sans pompe de circulation.

S'agissant des moyens de surveillance du fonctionnement des alimentations électriques, il a été relevé, pour Phénix, la présence d'un synoptique des lignes électriques en salle de commande. Celui-ci est tenu à jour par une personne dédiée. Des notes de fonctionnement, des notices d'exploitation par poste d'alimentation électriques (diesel, alimentation normale...) sont définies. Les tableaux électriques sont également retransmis dans la salle de commande du RHF. Un tableau électrique de secours est présent au poste de commande de secours, en cas de destruction des systèmes de la salle de commande par un séisme (le bâtiment qui l'abrite étant seulement stable au séisme).

D'une façon générale, les inspecteurs ont considéré que les dispositifs d'alimentation électrique normaux et de secours sont en bon état et régulièrement suivis, notamment ceux du RHF (paramètres relevés lors des rondes, essais périodiques et à chaque début de cycle). Toutefois, plusieurs inspections ont montré que la réalisation de la maintenance et de certains essais périodiques associés aux moyens de secours, ainsi que les modalités d'utilisation associées à ces moyens devront faire l'objet de compléments d'informations, voire d'améliorations, notamment pour ce qui concerne :

- l'identification des critères de sûreté d'autonomie des batteries (RHF) ;
- l'opportunité de réaliser des essais d'endurance sur les GES (RHF) ;
- les modalités pratiques de réapprovisionnement du générateur électrique de secours du PCS du RHF (gestion de la réserve de fioul notamment) et les exigences requises sur la qualité du fioul, ainsi que les modalités de vérification associées ;
- la traçabilité du contrôle de premier niveau de la maintenance des groupes électrogènes, réalisée par un prestataire (Osiris);
- la réalisation de la ré-épreuve des réservoirs d'air, équipements sous pression, des groupes électrogènes (Phénix) ;
- la stratégie relative à l'utilisation du générateur électrique mobile du CEA de Grenoble au RHF ;
- l'absence de procédure formalisée relative à la priorisation de la mise en œuvre des moyens de secours, en particulier pour les alimentations électriques, notamment pour Osiris sur le site du CEA de Saclay.

Lors des visites des installations, les inspecteurs ont notamment constaté pour Phénix, la dégradation des documents disponibles à l'entrée du local pour le personnel en cas d'intervention sur GE. L'un de ces documents mentionnant la position de l'arrêt d'urgence électrique du GE n'était pas complètement représentatif de l'implantation des dispositifs de sécurité existants.

Par ailleurs, la disponibilité des accès nécessaires à l'acheminement des moyens de secours, particulièrement en cas de séisme ou d'inondation devra être assurée.

3.5.2 Installations du cycle du combustible nucléaire

Site de La Hague

La perte des alimentations électriques du site est un accident pouvant être induit par la survenue d'un séisme ou d'une inondation ou la perte du réseau ERDF. Les alimentations électriques sont nécessaires pour maintenir certaines fonctions de sûreté des installations comme le refroidissement des piscines ou des produits de fission, la ventilation des entreposages ou le système d'instrumentation permettant de surveiller les principaux paramètres des installations (température, pression, niveau eau, ambiance radiologique...).

Certains matériels doivent donc être identifiés comme importants pour la sûreté et faire l'objet d'un suivi particulier pour en maintenir les fonctions en conditions normales et accidentelles. Il convient de souligner que la distribution électrique comprend 3 modes : normal, secours, sauvegarde.

Les inspecteurs ont relevé que des modifications sur des alimentations électriques ont été réalisées sans contrôle de leur bonne réalisation ou de requalification matérielle (adjonction d'armoires électriques entraînant la chauffe du local et le maintien des portes des armoires ouvertes pour ventilation ; transformation d'un vestiaire en local, modifications électriques réalisées sans vérification après travaux (modification notamment du bilan de puissance).

Un problème connu sur la fiabilité de la mesure (plongeurs) de niveaux des cuves de carburant des groupes électrogènes de sauvegarde (GES) a entraîné une dérive des modes d'exploitation de ceux-ci. Des modifications matérielles n'ont pas été intégrées sous assurance qualité dans la procédure de redémarrage en mode manuel des alimentations électriques du site en cas de perte du réseau ERDF (datant de 1993, modifications manuscrites). De plus, l'avitaillement des GES, en situation post accidentelle, dont la cuve de carburant est déportée hors des bâtiments pourrait être délicate en cas d'inaccessibilité de ces zones, notamment à la suite d'un séisme.

Un retour d'expérience identifié concernant des réglages de disjoncteurs suite à des pertes intempestives de ventilation (protection magnétique) n'est toujours pas été intégré depuis plusieurs années. Un autre est

en cours de traitement sur l'usure prématurée des coussinets de bielles de certains groupes électrogènes de secours.

La visite sur site a montré en particulier un état de corrosion avancée des canalisations reliant les réservoirs enterrés des GES de sauvegarde à leur groupe moteur et par ailleurs un état très corrodé des tuyauteries d'eau de refroidissement des groupes électrogènes de secours. Par ailleurs, les inspecteurs ont relevé que plusieurs indicateurs de type barre-graphes étaient défectueux dans certains locaux de repli destinés à la conduite des moyens de sauvegarde. Enfin les visites réalisées ont permis également de questionner l'exploitant sur le risque de perte des locaux de repli des ateliers R1 et R7, et donc de la sauvegarde électrique, par inondation d'origine interne compte tenu de la présence dans des locaux contigus de canalisations d'eau non qualifiées à la tenue au séisme.

En conclusion, l'accessibilité des moyens d'alimentation électrique de sauvegarde ne semble pas toujours garantie en conditions post-accidentelles, notamment pour leur avitaillement. L'état de corrosion avancée de certains équipements des groupes électrogènes de secours notamment demande la mise en œuvre d'une action permettant de pallier rapidement ces écarts. Les inspections ont mis en évidence que la requalification des installations et la mise à jour documentaire doivent être améliorées afin de ne pas dégrader la fonction.

En règle générale :

- **l'organisation et les moyens permettant le réapprovisionnement électrique de secours au niveau du site, ainsi que le maintien du fonctionnement des équipements importants pour la sûreté participant aux fonctions importantes de sûreté, éventuellement reposant sur des moyens extérieurs, doivent être formalisés, fiabilisés et régulièrement testés (accessibilité du site, prise en compte de la mobilisation des équipes de secours en situation de sinistre de grande ampleur..) ;**
- **le délai réel d'autonomie du site vis à vis de son alimentation électrique doit également être réexaminé à la lumière des éléments ci-dessus.**

Site du Tricastin

Le sujet des alimentations électriques est pris en compte par les exploitants conformément aux rapports de sûreté et aux règles générales d'exploitation en vigueur. Les inspections n'ont pas révélé d'écart à ce référentiel. Les enjeux de sûreté liés à la perte des alimentations électriques, pour les installations elles-mêmes, sont faibles. Cependant, en cas de perte des alimentations électriques, les installations perdraient leur confinement dynamique, la surveillance de l'environnement et les moyens de communication.

Les conséquences d'une perte des alimentations électriques étant très limitées sur la sûreté des installations, les exploitants n'ont pas envisagé d'organisation spécifique. Seules les alimentations électriques d'Eurodif sont conçues pour réduire au minimum le risque de perte totale des sources externes (12 sources électriques d'alimentation des usines sont prévues). Toutefois, selon le rapport de sûreté, le scénario « perte totale des alimentations électriques », ne conduit pas à des rejets dans l'environnement. Il conduirait, au bout de quelques dizaines d'heures à figer l'UF₆ dans les diffuseurs, ce qui serait vraisemblablement irréversible.

Pour l'usine GB II, la perte des alimentations électriques ne présentant pas d'enjeu sûreté pour l'installation, elles ne sont pas dimensionnées au séisme. Les moyens de secours existent mais tous les modes opératoires n'ont pas encore été rédigés. Les remarques des inspecteurs ont porté essentiellement sur les contrôles, les essais périodiques, la maintenance, et les procédures d'utilisation de ces moyens.

Sur plusieurs installations du Tricastin, la coupure de la ventilation après séisme, par coupure - volontaire ou non - des alimentations électriques peut entraîner l'arrêt des mesures de l'activité des rejets ou la perte des systèmes de surveillance de l'environnement.

Pour Eurodif, la surveillance de l'absence de fuite de trifluorure de chlore (ClF_3) est faite par une ronde toutes les deux heures : ce point n'est pas repris dans un document opératoire. Une « check-list » des opérations à réaliser est en cours de rédaction.

En conclusion, le sujet des alimentations électriques est pris en compte de manière globalement satisfaisante, conformément aux référentiels de sûreté en vigueur. Les enjeux de sûreté liés à la seule perte des alimentations électriques sont faibles pour les installations de la plate-forme du Tricastin. De ce fait, le dimensionnement des moyens d'alimentations électriques normaux ou de secours, leur contrôle, leurs essais périodiques et leur maintenance sont donc adaptés à des équipements non classés « éléments importants pour la sûreté » (EIS).

Cependant, sur plusieurs installations, la perte des alimentations électriques conduit à moyen terme à la perte des moyens de surveillance de l'installation en salle de commande et à la perte des moyens de communication. La gestion d'une situation accidentelle en parallèle d'une perte des alimentations électriques serait donc assez délicate.

En conséquence, il conviendrait globalement de renforcer les contrôles, notamment de deuxième niveau, des moyens d'alimentation de secours, notamment des onduleurs et batteries afin d'assurer leur disponibilité et leur fonctionnement dans la durée dans le cas d'une perte des alimentations électriques.

Installations de fabrication du combustible nucléaire (Mélox, FBFC)

Mélox

La perte de l'énergie électrique a pour conséquences immédiates ou à terme, la mise à l'arrêt des équipements de production ou ceux mus par un fluide moteur et la perte des fonctions de refroidissement, réchauffage, inertage. La nature des risques engendrés varie donc avec la nature et la fonction des postes de travail et présentent des enjeux en matière de confinement, radioprotection, criticité, dégagements thermiques, incendie, inondation interne ou externe, manutention, explosion.

L'énergie électrique peut être fournie par des sources distinctes, en cascade, fiabilisant ainsi le fonctionnement des équipements qui concourent à la sûreté de l'installation.

Une convention générale avec le CEA de mars 2010 précise les limites de propriété et le contour de l'exploitation.

Les inspecteurs ont noté que la « bascule » EDF/ normal secours, à puissance et redondance, équivalente confère une autonomie certaine à l'usine Mélox. L'usine Mélox est relativement autonome. La permanence de la fourniture EDF n'est pas essentielle, les deux GEF qui participent à la couche « normal-secours » peuvent délivrer pendant 48h une puissance équivalente aux lignes EDF et avec le même degré de redondance. Les alarmes sont reportées au PSG et aux postes de sauvegarde.

Les inspecteurs ont relevé que :

- un inventaire des éléments devant être sauvegardés a été dressé (perte des voies normales et de secours EDF et perte des groupes électrogènes de secours) ;
- les groupes de sauvegarde disposent d'une autonomie d'une semaine (limitée à 48h pour les GEF assurant le normal secours) déterminée sur la seule base de la capacité (60 m³) de la réserve en fuel (sans réapprovisionnement extérieur). Les cuves ont été dimensionnées au séisme de référence du site ;
- la surveillance de la radioprotection et les ensembles de détection d'alarme de criticité (EDAC) ne sont pas sauvegardés ;
- en cas de perte de la sauvegarde, les batteries d'alimentation garantissent une heure d'autonomie aux dispositifs de prélèvement et de mesure des rejets en cheminée.

En conclusion, l'installation est conforme à son référentiel. L'alimentation « normale » est en cours de renforcement par la mise en place de deux GEF, fonctionnellement redondants en lieu et place de l'unique groupe actuel.

Enfin, toujours conformément à l'analyse de sûreté menée dès la conception, la détection des accidents de criticité (EDAC) et la surveillance de la contamination ne sont pas sauvegardées en situation post sismique. En cas de perte de la sauvegarde, l'autonomie pour le suivi des rejets serait d'une heure environ.

L'usine FBFC

L'usine est peu sensible au risque de perte des alimentations électriques, situation déjà subie pendant plusieurs heures. Elle dispose de matériels de secours (groupes électrogènes, batteries,...) en bon état et correctement suivis. Les générateurs électriques de l'usine ont déjà fait l'objet d'essais d'endurance à pleine charge, ce qui est positif. Les locaux contenant les groupes électrogènes et les batteries ne sont pas dimensionnés au séisme et leur sensibilité au risque d'inondation n'est pas connue. Toutefois, l'exploitant ayant prévu de mettre les installations en sécurité dès la survenue d'une alerte de type séisme, inondation ou autre, leur disponibilité n'est pas requise pour prévenir l'occurrence d'un accident.

3.5.3 Autre installation

ATPu

La stratégie de l'exploitant est de couper les alimentations électriques en cas de séisme. Aucune sensibilisation des personnels à la perte des alimentations électriques n'est donc prévue.

Il existe deux postes HT/BT PU1 (mode normal) et PU2 (mode second). Ces deux équipements sont redondants. Néanmoins, aucun automatisme ne permet de passer de l'un à l'autre. En outre, ils ne sont pas dimensionnés pour résister au séisme, ni aux inondations. La maintenance ainsi que les contrôles et essais périodiques de ces équipements sont assurés par le centre (sociétés CEGELEC et COFELY gérées par le STL). L'installation dispose de groupes électrogènes fonctionnant au fioul (GEF) et d'onduleurs (système sécurité et procédé). Le cas échéant, l'exploitant peut avoir recours aux groupes électrogènes mobiles (GEM) de la FLS.

En cas de perte de l'alimentation électrique normale, l'alimentation électrique des moyens de surveillance des rejets à la cheminée serait maintenue pendant une durée de 10 minutes seulement, via les onduleurs. Il n'existe pas de procédure sur la perte totale des alimentations électriques. L'exploitant indique la mise en état sûr de l'INB (évacuation et fermeture automatique des portes).

Des travaux de rénovation sont prévus sur le réseau électrique de l'INB 32 : remplacement de toutes les cellules par le projet de construction du nouveau poste 63/15kV et remplacement du tableau complet pour certains équipements. L'état d'avancement de ce plan d'actions a été demandé par la lettre de suites.

En conclusion, les inspecteurs ont noté que l'entretien du réseau électrique et le bon état apparent des GEF constituaient des points satisfaisants.

3.6 Gestion opérationnelle des situations accidentelles et gestion de crise

3.6.1 Introduction et référentiel considéré

Le présent bilan effectue la synthèse des inspections menées, à la suite de l'accident de Fukushima, sur le thème « gestion opérationnelle des situations accidentelles » sur les LUDD. Le référentiel d'inspection, dans sa dernière version, est une grille de 37 questions, établies à partir du plan-guide des PUI des LUDD de 1999, du retour d'expérience des inspections PUI et de l'événement de Fukushima.

A l'heure actuelle, et dans l'attente de la refonte du régime INB, le référentiel concernant la gestion de crise des LUDD est constitué par un plan-guide des PUI communiqué aux exploitants par courrier du 28 mars 1999. Les seules exigences portent sur le contenu du PUI (plan-guide des PUI de 1999). Par conséquent, les demandes formulées à la suite des inspections ciblées relèvent davantage de constatations de dysfonctionnements dans la mise en œuvre du PUI que d'écart de conformité.

3.6.2 Organisation mise en place pour la gestion des situations incidentelles/ accidentelles

Organisation générale

Les pièces demandées ont été systématiquement présentées aux inspecteurs, notamment pour ce qui est des notes d'organisation générale, lettres de mission du chargé de PUI et fiches réflexes. Le site de La Hague a notamment montré une organisation générale de bon niveau.

L'organisation et les modalités de prise en compte du retour d'expérience des exercices et événements réellement survenus sont globalement perfectibles, en particulier, en matière de communication opérationnelle pendant la gestion de la crise.

Les installations du site du Tricastin (Socatri, GBII, Eurodif, Comurhex et AREVA NC) ont présenté des fiches réflexes non connues de l'ASN, alors que ces documents font partie intégrante du PUI, lui-même soumis à un accord de l'ASN en cas de modification. **Les fiches réflexes sont tenues à jour en dehors du PUI, ce qui constitue un écart au plan-guide des PUI.**

Concernant le CEA Saclay et le CEA Cadarache, il ressort des inspections les concernant une coordination insuffisante de l'organisation de crise entre le PC site et les PC locaux notamment :

- la composition des PC locaux en terme de fonctions PUI ;
- la formation des personnels à ces fonctions (utilisation de fiches réflexes et de messages types, annuaires, moyens de communication, etc.) ;
- les modalités d'alerte de la direction du centre (atteinte des critères de déclenchement).

Les inspecteurs ont organisé des exercices de situation d'urgence lors des inspections. Les services supports tels que la FLS (Formation Locale de Sécurité) et le SPR (Service de Protection Radiologique) ont montré toute leur efficacité au cours de ces exercices. Néanmoins, **la reconnaissance par des Equipes Locales de Première Intervention (ELPI) sur le lieu de l'accident ainsi que la communication avec la FLS ont été défailtantes aux cours d'exercices sur le site du Tricastin** notamment AREVA NC et Eurodif. Cette coordination pourrait être améliorée par une définition précise du rôle des ELPI et la réalisation d'exercices avec mise en œuvre effective des moyens de lutte et de coordination entre ELPI et FLS.

Gestion durable de la crise

La plupart des sites n'ont pas établi de procédures pour une gestion de crise durable. Le grément des équipes de crise par foisonnement, tel que prévu par exemple sur le RHF, conduit à faire venir sur le site l'ensemble des personnels de la division réacteur, alors que leur présence n'est pas forcément nécessaire dès le début de la crise.

Toutefois, le site AREVA de La Hague et celui du CEA Saclay ont renforcé leur organisation dans la durée à la suite des épisodes neigeux en 2009-2010 et dans le cadre de la préparation à une pandémie grippale (grippe A).

Alerte nationale

La procédure d'alerte nationale de l'ASN a été testée de façon satisfaisante. Néanmoins, en cas d'accident grave de type séisme ou inondation, qui occasionnerait la perte de l'ensemble des moyens de communication extérieurs, les sites seraient dans l'incapacité de déclencher l'alerte avec les moyens dont ils disposent actuellement. Le besoin de disposer sur les sites de moyens de télécommunication complémentaires, tels que des téléphones satellites, a été signalé (cf Moyens de gestion de crise).

Procédures, consignes, fiches réflexes

Les agents des exploitants ont globalement une bonne connaissance des procédures et des consignes d'intervention en cas de situation de crise. Néanmoins, la mise en œuvre effective de ces procédures et consignes n'a pas été systématique au cours des exercices réalisés. Seule l'inspection de Mélox a mis en exergue la nécessité d'améliorer le contenu des plans d'interventions de la FLS.

Au cours des exercices, les fiches réflexes ne sont pas systématiquement utilisées, en particulier sur le site du Tricastin ou sur le RHF.

Formation au PUI

La formation à la gestion de crise comporte généralement deux volets : les accidents graves spécifiques au site (développés dans la partie A4 du PUI) et les fonctions PUI occupées. Si la connaissance du personnel sur le premier volet peut être considérée comme suffisante, il s'avère que **la formation au remplissage des fonctions PUI mériterait un cadrage plus formel, notamment sur l'utilisation des fiches réflexes et le suivi des compétences** (CEA Saclay, ILL, AREVA NC Tricastin, GBII, Eurodif, Comurhex, Socatri, ATPu).

Sur les sites du groupe AREVA, certains agents d'astreinte n'ont pas suivi de formation spécifique ou de recyclage à leur fonction PUI, y compris des cadres d'astreinte (AREVA NC Tricastin, GBII, Eurodif, Socatri, Comurhex, FBFC). Sur le site GB II, le vivier d'astreinte a été renforcé par du personnel Eurodif, non formé au PUI GB II et dont les compétences ne sont pas vérifiées.

Modalités de déclenchement du PUI et du PPI en phase réflexe

Les agents concernés ont globalement une bonne connaissance des critères de déclenchement des plans d'urgence. La délégation du préfet pour le déclenchement du PPI en phase réflexe a été établie pour la plupart des sites, à l'exception du CEA Saclay (en cours de signature) : cette responsabilité est du ressort du chef d'établissement. La question de la subdélégation de cette prérogative au sein de l'organisation de l'exploitant s'est posée (ILL, GB II) pour identifier si cette responsabilité relève du cadre d'astreinte, du chef de quart ou de l'astreinte direction. Les inspecteurs ont demandé d'identifier clairement le décideur, celui-ci pouvant être différent de l'exécutant.

Par ailleurs, les acteurs de la crise ne disposent pas nécessairement de fiches d'aide à la décision ou d'outils de mémorisation pour une détection efficace, rapide et sans ambiguïté (ILL, La Hague, Eurodif, GBII). Sur le site CEA du Saclay, les PC locaux n'ont pas connaissance de critères opérationnels justifiant l'alerte de la direction du site. Ce point relève également de la définition des critères de déclenchement dans le PUI.

La mise à disposition des critères de déclenchement du PUI et du PPI réflexe est d'autant plus importante en heures non ouvrables durant lesquelles le chef d'établissement, généralement seul responsable du déclenchement du PPI réflexe, n'est pas nécessairement disponible. **La définition du décideur au sein de l'organisation du site, ainsi que la formalisation de cette subdélégation sont essentielles. Le décideur doit également disposer en permanence d'outils rappelant les critères de déclenchement.**

Par ailleurs, dans de nombreuses installations, le décideur doit se rendre sur le site, avec un délai de route variable. En cas de difficulté d'accès (séisme, inondation, rejets chimiques,...), il conviendrait que les décideurs disposent de mallettes d'aide à la décision utilisables depuis leur domicile (au moins pour le déclenchement des premières alertes PUI/ PPI) et/ ou réalisent des délégations de cette décision.

Autres

La gestion des blessés et la comptabilisation du personnel sur site sont prises en compte de façon satisfaisante. La plupart des sites s'appuient sur la FLS, capable de fournir en temps réel la liste des personnes présentes.

Pour les situations où une grande partie du personnel serait incapable d'agir (ex : fuite massive de produits hautement toxiques après un séisme majeur), les procédures et les moyens de gestion de crise permettent en général de pouvoir lancer très rapidement une alerte vers une entité extérieure qui pourrait alors mettre en œuvre des dispositions pour faire venir des moyens d'intervention matériels et humains, éventuellement d'un autre site. En revanche, ce type de procédures n'est pas pertinent pour un site comme La Hague, qui serait difficilement secourable depuis l'extérieur. **La mise à disposition de moyens extérieurs, s'il doit en être fait appel, doit faire l'objet de conventions. Leur mise en œuvre doit être vérifiée au cours d'exercices.**

Sur le site de La Hague, les verrouillages de sécurité des tourniquets d'accès et le bouclage FLS du site pour raisons de sécurité « police des matières » est de nature à freiner fortement les actions de transferts du personnel voire d'intervention des véhicules de la FLS en cas de séisme.

3.6.3 Coordination avec les acteurs externes

Les conventions d'information avec les préfetures sont satisfaisantes. Comme indiqué plus haut, elles intègrent désormais la délégation pour le déclenchement du PPI en phase réflexe, à l'exception du CEA Saclay (en cours de signature).

Des conventions ont été généralement établies avec l'ensemble des acteurs de la crise : mairies, SDIS, gendarmerie, hôpitaux etc. Le site de La Hague fait aussi l'objet d'une convention relative à la surveillance aérienne. La mise en œuvre des conventions, notamment avec le SDIS, est généralement testée à l'occasion d'exercices.

Concernant les sites multi-exploitants, les conventions de coordination sont indispensables. Celles-ci ne sont pas toujours complètes, comme par exemple le manque d'exhaustivité des moyens mobiles de secours prévus par l'ILL. Les conventions d'assistance sont aussi passées avec d'autres exploitants extérieurs aux sites (GIE INTRA).

L'organisation nationale de crise requiert une mise à disposition, en temps réel, des données météorologiques du site pour évaluer la zone impactée et les conséquences radiologiques éventuelles d'un rejet. **Ce point doit nécessairement faire l'objet d'une convention tenue à jour avec les services de Météo France.**

3.6.4 Exercices et prise en compte du REX

Les sites planifient annuellement des exercices, en général un par an. La participation du personnel aux exercices est suivie par le service RH ou le chargé de PUI. Les cursus de formation intègrent généralement la participation à un exercice PUI avec une périodicité déterminée. Quelques écarts ponctuels ont été relevés, par exemple au sein de Socatri ou Comurhex.

Sur les sites comportant plusieurs INB relevant du même exploitant (CEA Saclay, CEA Cadarache), **la planification n'intègre pas nécessairement la participation de toutes les INB du site, simultanément ou alternativement. Les installations ne sont pas prises en compte de façon exhaustive.** A cet égard, l'inspection du site de La Hague a permis de faire jouer 4 ateliers simultanément (PC locaux) sans saturer le PC général. Il convient également de noter qu'un exercice de grande ampleur est prévu sur le site de Cadarache en 2012.

En termes de bonne pratique, Mélox met en œuvre un exercice annuel de passage en sauvegarde pour l'alimentation électrique.

Chaque exercice fait l'objet d'un compte-rendu qui sert au retour d'expérience. Toutefois, certaines lettres de suite évoquent un défaut de formalisation du suivi des participants et des actions correctives, voire l'absence de compte-rendu et ce, plusieurs mois après l'exercice (CEA Saclay).

3.6.5 Moyens de gestion de crise

Inventaire et suivi des matériels PUI

Les matériels nécessaires ou dédiés à la gestion de crise sont généralement listés et font l'objet de contrôles périodiques appropriés. Toutefois, certaines installations comme RJH ou Masurca ne réalisent pas leur propre suivi de ces matériels, sans nécessairement vérifier que le site du CEA les prend bien en compte. Sur certains sites, les inspections ont mis en évidence un manque d'exhaustivité de ces listes par rapport aux matériels réellement utilisés et une absence de contrôle périodique (ILL, ATPu, O siris, Phénix).

Pour Masurca, un constat d'écart notable a été formulé en inspection dans la mesure où les documents généraux du site, compte tenu de la durée de l'arrêt prolongé de l'installation (environ 10 ans), ne sont pas représentatifs du niveau de risque actuel de l'installation. Ils donnent, à tort dans la configuration actuelle, une priorité à l'installation Masurca par rapport à d'autres installations en cas de situations d'urgence.

Moyens d'alimentation électrique de secours (voir aussi 3.5)

Les contrôles techniques de bon fonctionnement des alimentations électriques de secours de type groupes électrogènes, batteries et onduleurs ne sont pas réalisés de manière exhaustive par rapport aux programmes définis (O siris, ILL, Phénix, Eurodif, Comurhex, Socatri).

Les équipements de surveillance radiologique et les alarmes criticité doivent nécessairement être secourus par ces alimentations de sauvegarde, ce qui n'est pas le cas de Mélox par exemple. Il convient de noter que sur le site de La Hague, l'alimentation électrique de secours des tourniquets FLS de sécurité et des portails n'est pas qualifiée au séisme. Ils pourraient s'avérer de redoutables freins à l'évacuation ou aux interventions, y compris en cas de séisme très léger, car les portiques et les accès seraient bloqués (déclenchement du « coffre fort plutonium »).

Les moyens d'alimentation électrique de secours seraient généralement indisponibles en cas de séisme. La réalisation et le suivi des contrôles périodiques ne sont pas exhaustifs.

Moyens de communication

Les moyens de télécommunication utilisés en cas de crise sont diversifiés mais non redondants. Ils sont secourus pour une durée limitée, de l'ordre de quelques heures. La majorité des sites inspectés sont équipés de connections non filaires qui constitueraient l'unique moyen opérationnel d'alerte et de communication en cas d'accident grave de type séisme ou inondation, à l'exception de l'ILL Grenoble (réseau téléphonique filaire uniquement, mais commande en cours d'un téléphone satellite). Ces moyens doivent nécessairement être opérationnels en cas de séisme.

Les moyens de communication sont généralement connus et périodiquement vérifiés. Toutefois, sur les sites du Tricastin et de Saclay, les moyens minimaux requis (fax, téléphones, etc.) ne sont ni identifiés, ni vérifiés au niveau des salles de conduite, ce qui ne permet pas d'assurer efficacement la remontée d'information vers le PC site (absence de confirmation écrite via un message type par exemple). Concernant le site du Tricastin, un autre axe d'amélioration est la mise à disposition de moyens de communication dédiés pour la FLS, afin d'améliorer la coordination avec les ELPI et les différents PC de crise.

En cas d'accident grave de type séisme ou inondation, les exploitants disposent généralement de moyens de communication suffisamment robustes pour déclencher l'alerte nationale. En revanche, leur autonomie ne permettrait pas de maintenir la remontée d'information au delà de quelques heures.

Systèmes d'alerte

Des systèmes automatiques d'alerte des populations sont mis en œuvre dans la plupart des sites, à l'exception de l'ILL Grenoble et de FBFC où leur mise en place est programmée. En revanche, ils ne seraient plus opérationnels en cas de séisme, d'inondation ou de perte d'alimentation électrique. Les abonnés sur liste rouge sont parfois exclus de ce système d'alerte (détecté à La Hague).

A l'instar de la sirène nationale d'alerte, qui constitue une exigence réglementaire, le système automatique d'alerte des populations constitue une bonne pratique qui mériterait d'être généralisée à l'ensemble des installations.

3.6.6 Locaux de crise et points de regroupements

Habitabilité

Les locaux de crise sont suffisamment robustes pour demeurer accessibles en cas d'inondation. En revanche, ils ne sont généralement pas qualifiés au séisme (ATPu, Phénix, Mélox, FLS et services support de Saclay, G B II, FBFC).

L'ensemble des locaux de crise du Tricastin ne résisteraient pas à un SMS. Ce point a d'ailleurs été identifié dans le cadre des ECS.

Equipements et matériels de protection

A l'exception de Phénix, la plupart des salles de commande ne sont pas équipées de filtres THE qui permettraient de maintenir une atmosphère saine en cas de rejets à l'intérieur du site (ATPu, Masurca, O siris, La Hague, Mélox). Les moyens de mitigation proposés seraient alors :

- le port du masque (La Hague) : cela pourrait impliquer des difficultés dans l'exécution des tâches et la communication entre intervenants ;

- la coupure de la ventilation (Mélox) : il conviendrait d'examiner le risque d'anoxie dans la salle, compte tenu du nombre d'agents présents et soumis à une situation de crise.

Les inspections ont parfois mis en exergue un suivi insuffisant des matériels mis à disposition du personnel en cas de crise (ILL, Phénix, PC locaux du CEA Saclay).

Autonomie

La plupart des locaux de crise sont approvisionnés en eau et vivres pour garantir l'autonomie du fonctionnement de l'organisation, mais de façon parfois très insuffisante (ILL). Certains des sites prévoient un acheminement à partir de la cantine du site, ce qui pose la question de la faisabilité de cette mesure en cas d'inondation ou de séisme ou de fuite toxique.

La question de la mise à disposition des comprimés d'iode stable se pose sur le site du Tricastin, car les installations du cycle du combustible sont situées à l'intérieur du périmètre réflexe du PPI de la centrale du Tricastin. Les différents exploitants filiales d'AREVA possèdent leur propre stock sur leur installation, à l'exception de GB II et Socatri. **L'ensemble des travailleurs de la plateforme du Tricastin devraient pouvoir disposer de comprimés d'iode prépositionnés sur leur installation, afin de maintenir un délai de prise d'iode compatible avec les scénarios d'accident envisagés en phase réflexe sur la centrale EDF du Tricastin.**

PC déporté

Aucun PC déporté n' a été créé pour les LUDD. Seul OSIRIS envisage un repli au CCC Saclay (Centre de coordination de crise national de Saclay) mais les modalités restent à préciser. Le RHF dispose d'un poste de contrôle de secours, mais d'une taille trop réduite pour accueillir toutes les équipes de crise. Un repli à la FLS du CEA a été évoqué, mais les modalités restent à préciser. Il faut noter toutefois la mise en situation d'exercice à FBFC, qui a su s'adapter rapidement à une indisponibilité totale des locaux de crise en faisant le choix de déporter les cellules de crise au poste de garde, et en réalisant efficacement ce transfert, alors que plusieurs locaux du site étaient réputés détruits par le séisme ou exposés à un incendie.

3.6.7 Conclusion

Pour les sites CEA, les inspecteurs ont relevé que la coordination entre le site et les différents PC locaux doit nécessairement faire l'objet d'un meilleur cadrage au niveau du PUI. Les inspections ont mis en évidence la nécessité, pour les PC locaux, de disposer d'une organisation plus robuste afin d'assurer leur rôle de remontée d'information, notamment :

- leur composition en terme de fonctions PUI ;
- la formation des personnels à ces fonctions (utilisation de fiches réflexes et de messages types, annuaires, moyens de communication, etc.) ;
- les critères opérationnels justifiant l'alerte de la direction du site.

Ces observations seront à reprendre dans le cadre des évaluations complémentaires de sûreté qui seront réalisées pour les sites de Cadarache et Marcoule en 2012.

Pour les sites AREVA, la formation spécifique des agents à leur fonction PUI, y compris les cadres, doit nécessairement intervenir avant leur prise d'astreinte. Des écarts répétés ont été constatés.

Sur le site du Tricastin, l'écart au plan-guide concernant la mise à jour des fiches réflexes à l'intérieur des PUI doit être traité. Par ailleurs, l'accueil de la FLS par les ELPI ainsi que leur coordination au cours de l'intervention est un axe important d'amélioration. Enfin, le prépositionnement de stock de comprimés d'iode, a minima au niveau des PC de crise, doit être réalisé pour GBII et Socatri.

Pour l'ensemble des LUDD, les dysfonctionnements relevés lors des inspections ciblées ont fait ressortir cinq principaux axes de progrès pour les exploitants, susceptibles de constituer des évolutions possibles au référentiel :

- 1. réaliser une formation adaptée au poste PUI occupé, avec utilisation des fiches réflexes ;**
- 2. améliorer la formalisation et la responsabilité du déclenchement du PPI en phase réflexe au sein de l'organisation de l'établissement, et doter les personnes concernées d'outils d'aide à la décision, sous forme de malles pour les décideurs ;**
- 3. réaliser régulièrement un exercice de grande ampleur, impliquant plusieurs PC et mettant en œuvre des moyens extérieurs de secours ;**
- 4. améliorer la disponibilité, en cas de séisme ou de rejet toxique, des locaux de crise et des points de regroupement ;**
- 5. déployer le système automatique d'alerte des populations à l'ensemble des LUDD.**

CHAPITRE 2

Evaluations complémentaires de sûreté des réacteurs électronucléaires / Tests de résistance européens

1 • Présentation générale du parc électronucléaire français	81
1.1 Description des sites	81
1.1.1 Principales caractéristiques	
1.1.2 Description des principaux systèmes de sûreté	
1.2 Principales différences entre installations	90
1.3 Les réexamens de sûreté	91
1.4 Utilisation des études probabilistes dans l'évaluation de sûreté des réacteurs	92
2 • Séisme	94
2.1 Dimensionnement des installations	94
2.1.1 Niveau de séisme pour lequel les installations sont dimensionnées	
2.1.2 Dispositions visant à protéger les installations vis-à-vis du séisme pour lequel elles sont dimensionnées	
2.1.3 Conformité des installations au référentiel actuel	
2.2 Evaluation des marges de sûreté	111
2.2.1 Niveau de séisme conduisant à un endommagement significatif des assemblages combustibles	
2.2.2 Niveau de séisme conduisant à une perte de confinement	
2.2.3 Niveau de séisme conduisant à une inondation hors dimensionnement	
2.2.4 Dispositions envisagées pour renforcer la robustesse des installations vis-à-vis du risque sismique	
3 • Inondation	117
3.1 Dimensionnement des installations	118
3.1.1 Inondations pour lesquelles les installations sont dimensionnées	
3.1.2 Dispositions visant à protéger les installations vis-à-vis des risques d'inondation pris en compte dans le dimensionnement	
3.1.3 Conformité des installations au référentiel actuel	
3.2 Evaluation des marges de sûreté	126
3.2.1 Estimation des marges en cas d'inondation	
3.2.2 Dispositions envisagées pour renforcer la robustesse des installations vis-à-vis du risque inondation	
4 • Autres phénomènes naturels extrêmes liés à l'inondation	138
4.1 Dimensionnement des installations	138
4.2 Evaluation des marges de sûreté	140
4.2.1 Estimation des marges en cas de conditions météorologiques extrêmes	
4.2.2 Dispositions envisagées pour renforcer la robustesse des installations vis-à-vis de conditions météorologiques extrêmes	
5 • Perte des alimentations électriques et perte des systèmes de refroidissement	143
5.1 Perte des alimentations électriques	143
5.1.1 Perte des alimentations électriques externes	
5.1.2 Perte des alimentations électriques externes et des alimentations de secours conventionnelles	
5.1.3 Perte des alimentations électriques externes et des alimentations de secours conventionnelles ainsi que de toute autre source électrique de secours sur site	
5.1.4 Conclusion sur les dispositions prévues pour protéger les installations contre le risque de perte des alimentations électriques	
5.1.5 Dispositions envisagées pour renforcer la robustesse des installations vis-à-vis de la perte des alimentations électriques	
5.2 Perte des systèmes de refroidissement ou de la source froide	159
5.2.1 Perte de la source froide principale	
5.2.2 Perte de la source froide principale et de la source froide alternative	
5.2.3 Conclusion sur les dispositions prévues pour protéger les installations contre le risque de perte du système de refroidissement ultime ou de la source froide	
5.2.4 Dispositions envisagées pour renforcer la robustesse des installations vis-à-vis de la perte du système de refroidissement ultime ou de la source froide	

5.3	Perte du système de refroidissement principal, cumulée avec la perte des alimentations électriques externes et des alimentations internes de secours	177
5.3.1	Délai d'autonomie du site avant la perte des conditions normales de refroidissement du cœur et des piscines de combustible	
5.3.2	Actions extérieures prévues pour prévenir la dégradation du combustible	
5.3.3	Dispositions envisagées pour renforcer la robustesse des installations vis-à-vis de la perte du système de refroidissement principal, cumulée avec la perte totale des alimentations électriques externes et de secours	
6	Gestion des accidents graves	180
6.1	Organisation et dispositions prises par l'exploitant pour gérer un accident	181
6.1.1	Organisation de l'exploitant pour gérer un accident	
6.1.2	Possibilité d'utiliser les équipements existants	
6.1.3	Identification des facteurs pouvant entraver la gestion de l'accident et des contraintes qui en découlent	
6.1.4	Conclusion sur les dispositions organisationnelles prévues pour gérer un accident	
6.2	Mesures existantes pour la gestion d'un accident consécutif à la perte de la fonction de refroidissement du cœur	192
6.2.1	Avant que le combustible ne soit endommagé dans la cuve du réacteur	
6.2.2	Après que le combustible a été endommagé dans la cuve du réacteur	
6.2.3	Après le percement de la cuve du réacteur	
6.3	Maintien de l'intégrité du confinement après endommagement du combustible dans le cœur du réacteur	195
6.3.1	Elimination du risque d'endommagement ou de fusion du cœur sous haute pression	
6.3.2	Gestion du risque hydrogène dans l'enceinte de confinement	
6.3.3	Prévention d'une surpression de l'enceinte de confinement	
6.3.4	Prévention du risque de re-criticité	
6.3.5	Prévention du percement du radier	
6.3.6	Fourniture d'électricité et d'air comprimé pour le fonctionnement des équipements utilisés pour la préservation de l'intégrité du confinement	
6.3.7	Instrumentation requise pour protéger l'intégrité du confinement	
6.3.8	Capacité à gérer plusieurs accidents simultanés de fusion de cœur ou d'endommagement de combustible dans différentes unités du même site	
6.3.9	Conclusion sur les dispositions prévues pour maintenir l'intégrité du confinement en cas d'accident grave	
6.3.10	Dispositions envisagées pour renforcer le maintien de l'intégrité du confinement après l'endommagement du combustible	
6.4	Dispositions pour limiter les rejets radioactifs en cas d'accident grave	205
6.4.1	Rejets radioactifs après perte de l'intégrité du confinement	
6.4.2	Gestion de l'accident après découverte du sommet du combustible en piscine	
6.4.3	Conclusion sur les dispositions prévues pour limiter les rejets radioactifs en cas d'accident grave	
7	Conditions de recours aux entreprises prestataires (hors champ des tests de résistance européens)	211
7.1	Champ des activités concernées par la sous-traitance	211
7.2	Gestion des activités sous-traitées	213
7.2.1	Modalités de choix des prestataires	
7.2.2	Dispositions prises pour permettre des conditions d'intervention satisfaisantes pour les entreprises prestataires	
7.2.3	Modalités de surveillance des activités sous-traitées	
7.3	Conclusions sur les conditions de recours aux entreprises prestataires	217
7.4	Dispositions envisagées par l'ASN pour renforcer les exigences relatives aux conditions de recours aux entreprises prestataires	219
8	Conclusion	221
8.1	Dispositions actuelles permettant d'augmenter la robustesse des installations	221
8.2	Enjeux de sûreté	222
8.3	Renforcement de la sûreté des installations et travaux à venir	223

EVALUATIONS COMPLEMENTAIRES DE SURETE DES REACTEURS ELECTRONUCLEAIRES ET « TESTS DE RESISTANCE » EUROPEENS

1. Présentation générale du parc électronucléaire français

1.1 Description des sites

Les dix-neuf centrales nucléaires françaises en exploitation sont globalement semblables. Elles comportent chacune deux à six réacteurs à eau sous pression, pour un total de cinquante huit réacteurs en exploitation. Par ailleurs, un réacteur à eau sous pression de type EPR est en cours de construction sur le site de Flamanville et une demande d'autorisation pour un réacteur de ce type sur le site de Penly a été déposée. Pour tous les réacteurs en exploitation, la partie nucléaire a été conçue et construite par FRAMATOME, Électricité de France (EDF) jouant le rôle d'architecte industriel. Ces réacteurs sont aujourd'hui tous exploités par EDF.

Le dessin ci-dessous présente la répartition géographique des centrales nucléaires sur le territoire français. Aucun réacteur ne se situe en dehors de la France métropolitaine.



Quatre sites sont situés en bord de mer ce qui correspond à :

- 14 réacteurs en exploitation,
- 1 réacteur en construction,
- 1 projet de réacteur, pour lequel EDF a déposé une demande d'autorisation.

Un site composé de 4 réacteurs est situé en estuaire (Blayais), ce qui le soumet aux influences maritimes et fluviales.

Les autres sites sont situés en bord de cours d'eau (fleuves principalement).

Le tableau ci-après synthétise les réacteurs et leur situation géographique :

Site	Nombre de réacteurs	Situation géographique
Belleville	2	Site fluvial
Blayais	4	Site en estuaire
Bugey	4	Site fluvial
Cattenom	4	Site fluvial
Chinon	4	Site fluvial
Chooz	2	Site fluvial
Civaux	2	Site fluvial
Cruas	4	Site fluvial
Dampierre	4	Site fluvial
Fessenheim	2	Site fluvial
Flamanville	2 + EPR (en construction)	Site côtier
Golfech	2	Site fluvial
Gravelines	6	Site côtier
Nogent	2	Site fluvial
Paluel	4	Site côtier
Penly	2 + EPR (projet)	Site côtier
Saint-Alban	2	Site fluvial
Saint-Laurent	2	Site fluvial
Tricastin	4	Site fluvial

1.1.1 Principales caractéristiques

Certaines nouveautés technologiques ont été introduites sur les réacteurs à mesure que le parc des centrales nucléaires s'étoffait. Les installations appartiennent ainsi à six familles, appelées « paliers », qui diffèrent par certains aspects.

Parmi les trente-quatre réacteurs de 900 MWe, on distingue :

- le palier CP0, constitué des quatre réacteurs du Bugey (réacteurs 2 à 5) et des deux réacteurs de Fessenheim ;
- le palier CPY, constitué des vingt-huit autres réacteurs de 900 MWe, qu'on peut subdiviser en CP1 (dix-huit réacteurs au Blayais, à Dampierre-en-Burly, à Gravelines et au Tricastin) et CP2 (dix réacteurs à Chinon, à Cruas-Meysse et à Saint-Laurent-des-Eaux).

Parmi les vingt réacteurs de 1300 MWe, on distingue :

- le palier P4, constitué des huit réacteurs de Flamanville, de Paluel et de Saint-Alban ;
- le palier P'4, constitué des douze réacteurs de Belleville-sur-Loire, de Cattenom, de Golfech, de Nogent-sur-Seine et de Penly.

Enfin, le palier N4 est constitué de quatre réacteurs de 1450 MWe : deux sur le site de Chooz et deux sur le site de Civaux.

Le tableau ci-après synthétise les réacteurs et leurs caractéristiques :

Site	Nombre de réacteurs	Puissance nette ¹ (MWe)	Puissance thermique ² (MWth)	Type de réacteur	Date de première divergence
Belleville	2	1310	3817 (4117)	P4	Réacteur 1 : 1987-9 Réacteur 2 : 1988-5
Blayais	4	910	2785 (2905)	CPY (CP1)	Réacteur 1 : 1981-5 Réacteur 2 : 1982-6 Réacteur 3 : 1983-7 Réacteur 4 : 1983-5
Bugey	4	Réacteur 2 : 910 Réacteur 3 : 910 Réacteur 4 : 880 Réacteur 5 : 880	2785 (2905)	CP0	Réacteur 2 : 1978-4 Réacteur 3 : 1978-8 Réacteur 4 : 1979-2 Réacteur 5 : 1979-7
Cattenom	4	1300	3817 (4117)	P'4	Réacteur 1 : 1986-10 Réacteur 2 : 1987-8 Réacteur 3 : 1990-2 Réacteur 4 : 1991-5
Chinon	4	905	2785 (2905)	CPY (CP2)	Réacteur 1 : 1982-10 Réacteur 2 : 1983-7 Réacteur 3 : 1986-9 Réacteur 4 : 1987-10
Chooz	2	1500	4720	N4	Réacteur 1 : 1996-7 Réacteur 2 : 1997-3
Civaux	2	1495	4720	N4	Réacteur 3 : 1997-11 Réacteur 4 : 1999-11
Cruas	4	915	2785 (2905)	CPY (CP2)	Réacteur 1 : 1983-4 Réacteur 2 : 1984-8 Réacteur 3 : 1984-4 Réacteur 4 : 1984-10
Dampierre	4	890	2785 (2905)	CPY (CP1)	Réacteur 1 : 1980-3 Réacteur 2 : 1980-12 Réacteur 3 : 1981-1 Réacteur 4 : 1981-8
Fessenheim	2	880	2785 (2905)	CP0	Réacteur 1 : 1977-3 Réacteur 2 : 1977-6
Flamanville	2	1330	3817 (4117)	P4	Réacteur 1 : 1985-9 Réacteur 2 : 1986-6
Golfech	2	1310	3817 (4117)	P'4	Réacteur 1 : 1990-4 Réacteur 2 : 1993-5
Gravelines	6	910	2785 (2905)	CPY (CP1)	Réacteur 1 : 1980-2 Réacteur 2 : 1980-8 Réacteur 3 : 1980-11 Réacteur 4 : 1981-5 Réacteur 5 : 1984-8 Réacteur 6 : 1985-7
Nogent	2	1310	3817 (4117)	P'4	Réacteur 1 : 1987-9 Réacteur 2 : 1988-10
Paluel	4	1330	3817 (4117)	P4	Réacteur 1 : 1984-5 Réacteur 2 : 1984-8 Réacteur 3 : 1985-8 Réacteur 4 : 1986-3

Penly	2	1330	3817 (4117)	P'4	Réacteur 1 : 1990-4 Réacteur 2 : 1992-1
Saint-Alban	2	1335	3817 (4117)	P4	Réacteur 1 : 1985-8 Réacteur 2 : 1986-6
Saint-Laurent	2	915	2785 (2905)	CPY (CP2)	Réacteur 1 : 1981-1 Réacteur 2 : 1981-5
Tricastin	4	915	2785 (2905)	CPY (CP1)	Réacteur 1 : 1980-2 Réacteur 2 : 1980-7 Réacteur 3 : 1980-11 Réacteur 4 : 1981-5

(1) Source : E lecnuc, édition 2011, CEA .

(2) la valeur entre parenthèses indique la valeur de dimensionnement alors que l'autre valeur est celle prévue dans le décret d'autorisation de création.

1.1.2 Description des principaux systèmes de sûreté

La chaleur produite par la fission d'atomes d'uranium ou de plutonium permet de vaporiser de l'eau. La vapeur est ensuite détendue dans une turbine qui entraîne un alternateur générant un courant électrique triphasé d'une tension de 400 000 V. La vapeur, après détente, passe dans un condenseur où elle est refroidie au contact de tubes dans lesquels circule de l'eau froide provenant de la mer, d'un cours d'eau (fleuve, rivière) ou d'un circuit de réfrigération atmosphérique.

Chaque réacteur comprend un îlot nucléaire, un îlot conventionnel, des ouvrages de prise et de rejet d'eau et éventuellement un aéroréfrigérant.

L'îlot nucléaire comprend essentiellement la chaudière nucléaire constituée du circuit primaire et des circuits et systèmes assurant le fonctionnement et la sûreté du réacteur : les circuits de contrôle chimique et volumétrique (RCV), de refroidissement à l'arrêt (RRA), d'injection de sécurité (RIS), d'aspersion dans l'enceinte (EAS), d'alimentation en eau des GV (ARE), les systèmes électriques, de contrôle-commande et de protection du réacteur. À la chaudière nucléaire sont également associés des circuits et systèmes assurant des fonctions supports : traitement des effluents primaires (TEP), récupération du bore, alimentation en eau, ventilation et climatisation, alimentation électrique de sauvegarde (groupes électrogènes à moteur diesel).

La piscine d'entreposage du combustible

L'îlot nucléaire comprend également les systèmes d'évacuation de la vapeur vers l'îlot conventionnel (VVP), ainsi que le bâtiment abritant la piscine d'entreposage du combustible (BK). Ce bâtiment, collé au bâtiment réacteur, sert pour l'entreposage des assemblages combustibles avant et pendant les arrêts de tranche et pour le refroidissement du combustible déchargé (un tiers ou un quart du combustible est remplacé tous les 12 à 18 mois selon les modèles de réacteurs). Le combustible est maintenu immergé dans une piscine dont l'eau sert d'écran radiologique. L'eau de la piscine contient environ 2500 ppm d'acide borique, pour continuer à neutraliser les neutrons émis par les noyaux des éléments fissiles, mais qui sont trop peu nombreux pour entretenir une fission nucléaire. De plus, chaque élément combustible est disposé dans une alvéole métallique dont la conception et la distance qui la sépare des autres empêche l'obtention d'une masse critique. Le refroidissement de la piscine est assuré par le circuit de traitement et de réfrigération des eaux de piscines (PTR).

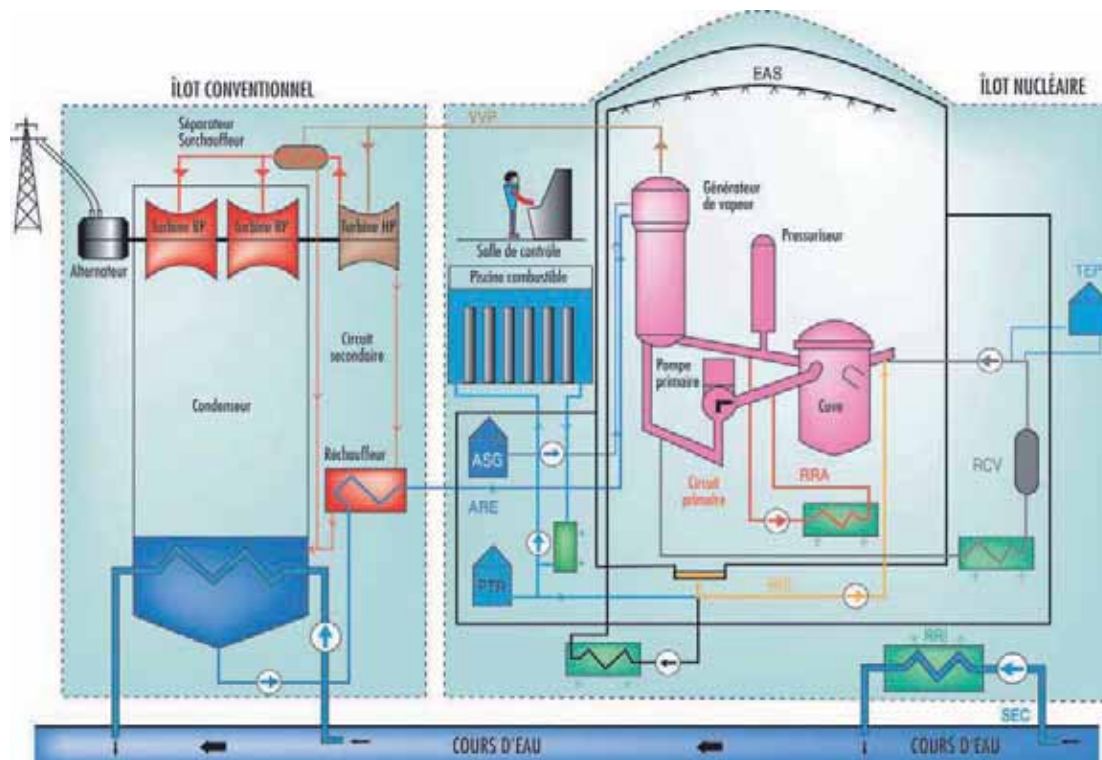
L'îlot conventionnel comprend notamment la turbine, l'alternateur et le condenseur. Certains composants de ces matériels participent à la sûreté du réacteur.

Les circuits secondaires appartiennent pour partie à l'îlot nucléaire et pour partie à l'îlot conventionnel.

La sûreté des réacteurs à eau sous pression est assurée par une série de barrières suffisamment étanches, résistantes et indépendantes, dont l'analyse de sûreté doit démontrer l'efficacité en situation normale de fonctionnement et en situation d'accident. Ces barrières sont au nombre de trois :

- la gaine du combustible (première barrière)
- le circuit primaire et les circuits secondaires principaux (deuxième barrière)
- l'enceinte de confinement du bâtiment réacteur (troisième barrière).

Ci-dessous, le schéma de principe d'un réacteur à eau sous pression :



Le cœur, le combustible et sa gestion

Le cœur du réacteur est constitué de « crayons » constitués de pastilles d'oxyde d'uranium ou d'un mélange d'oxydes d'uranium et de plutonium (combustible dit MOX) contenues dans des tubes métalliques appelés « gaines » groupés en « assemblages » de combustible. Lors de leur fission, les noyaux d'uranium ou de plutonium émettent des neutrons qui provoquent, à leur tour, d'autres fissions : c'est la réaction en chaîne. Ces fissions nucléaires dégagent une grande quantité d'énergie, sous forme de chaleur. L'eau du circuit primaire, qui pénètre dans le cœur par la partie inférieure de la cuve à une température d'environ 285°C, remonte le long des crayons combustibles et ressort par la partie supérieure à une température de l'ordre de 320°C.

Au début d'un cycle de fonctionnement, le cœur présente une réserve d'énergie très importante. Celle-ci diminue progressivement pendant le cycle au fur et à mesure que disparaissent les noyaux fissiles. La réaction en chaîne, et donc la puissance du réacteur, est maîtrisée par :

- l'introduction plus ou moins profonde dans le cœur de dispositifs appelés grappes de commande qui contiennent des éléments absorbant les neutrons. Elle permet de démarrer et d'arrêter le réacteur et d'ajuster sa puissance à la puissance électrique que l'on veut produire. La chute des grappes par gravité permet l'arrêt automatique du réacteur ;
- la teneur en bore (absorbant les neutrons) de l'eau du circuit primaire qui est ajustée pendant le cycle en fonction de l'épuisement progressif du combustible en matériau fissile.

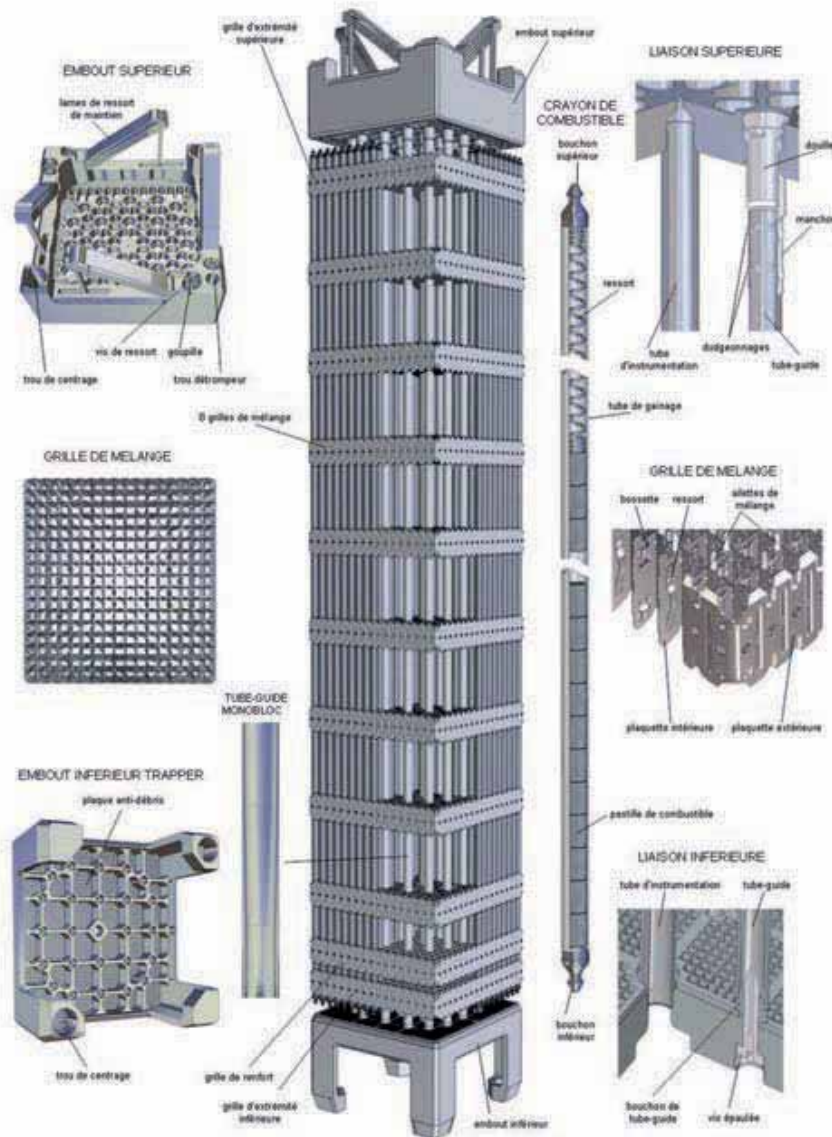
En fin de cycle, le cœur du réacteur est déchargé afin de renouveler une partie du combustible. EDF utilise deux types de combustibles dans les réacteurs à eau sous pression :

- des combustibles à base d'oxyde d'uranium (UO_2) enrichi en uranium 235, à 4,5 % au maximum. Ces combustibles sont fabriqués dans plusieurs usines, françaises et étrangères, des fournisseurs de combustible AREVA et WESTINGHOUSE ;
- des combustibles constitués par un mélange d'oxydes d'uranium appauvri et de plutonium (MOX). Le combustible MOX est produit par l'usine MELOX d'AREVA. La teneur initiale en plutonium est limitée à 8,65 % (en moyenne par assemblages de combustible) et permet d'obtenir une équivalence énergétique avec du combustible UO_2 enrichi à 3,7 % en uranium 235. Ce combustible peut être utilisé dans les réacteurs de 900 MWe dont les décrets d'autorisation de création (DAC) prévoient l'utilisation de combustible MOX, soit vingt-deux réacteurs.

La gestion du combustible est spécifique à chaque palier de réacteurs. Elle est caractérisée notamment par :

- la nature du combustible et sa teneur initiale en matière fissile ;
- le taux d'épuisement maximal du combustible lors de son retrait du réacteur, caractérisant la quantité d'énergie extraite par tonne de matière (exprimé en G Wj/ t) ;
- la durée d'un cycle de fonctionnement ;
- le nombre d'assemblages de combustible neufs rechargés à l'issue de chaque arrêt du réacteur pour renouveler le combustible (généralement un tiers ou un quart du total des assemblages) ;
- le mode de fonctionnement du réacteur permettant de caractériser les sollicitations subies par le combustible.

Le schéma ci-dessous représente un assemblage combustible pour un réacteur à eau sous pression :



Le circuit primaire et les circuits secondaires

Le circuit primaire et les circuits secondaires permettent de transporter l'énergie dégagée par le cœur sous forme de chaleur jusqu'au groupe turbo-alternateur qui assure la production d'électricité, sans que l'eau en contact avec le cœur ne sorte de l'enceinte de confinement.

Le circuit primaire est composé de boucles de refroidissement (boucles au nombre de trois pour un réacteur de 900 MWe et de quatre pour un réacteur de 1300 MWe, de 1450 MWe ou pour un réacteur de type EPR) dont le rôle est d'extraire la chaleur dégagée dans le cœur par circulation d'eau sous pression, dite eau primaire. Chaque boucle, raccordée à la cuve du réacteur qui contient le cœur, comprend une pompe de circulation, dite pompe primaire, et un générateur de vapeur (GV). L'eau primaire, chauffée à plus de 300 °C, est maintenue à une pression de 155 bars par le pressuriseur, pour éviter l'ébullition. Le circuit primaire est contenu en totalité dans l'enceinte de confinement.

L'eau du circuit primaire cède la chaleur à l'eau des circuits secondaires dans les GV. Les GV sont des échangeurs qui contiennent des milliers de tubes, dans lesquels circule l'eau primaire. Ces tubes baignent dans l'eau du circuit secondaire qui est ainsi portée à ébullition sans entrer en contact avec l'eau primaire.

Chaque circuit secondaire est constitué principalement d'une boucle fermée parcourue par de l'eau sous forme liquide dans une partie et sous forme de vapeur dans l'autre partie. La vapeur, produite dans les GV, subit une détente partielle dans une turbine haute pression, puis traverse des sècheurs surchauffeurs avant d'être admise pour une détente finale dans les turbines basse pression d'où elle s'échappe vers le condenseur. Condensée, l'eau est ensuite réchauffée et renvoyée vers les GV par des pompes d'extraction relayées par des pompes alimentaires à travers des réchauffeurs.

Les circuits de refroidissement

Les circuits de refroidissement ont pour fonction de condenser la vapeur sortant de la turbine du circuit secondaire. Ils comportent pour cela un condenseur, échangeur thermique composé de milliers de tubes dans lesquels circule l'eau froide pompée dans le milieu extérieur (mer ou rivière). Au contact de ces tubes, la vapeur se condense et peut être renvoyée sous forme liquide vers les générateurs de vapeur.

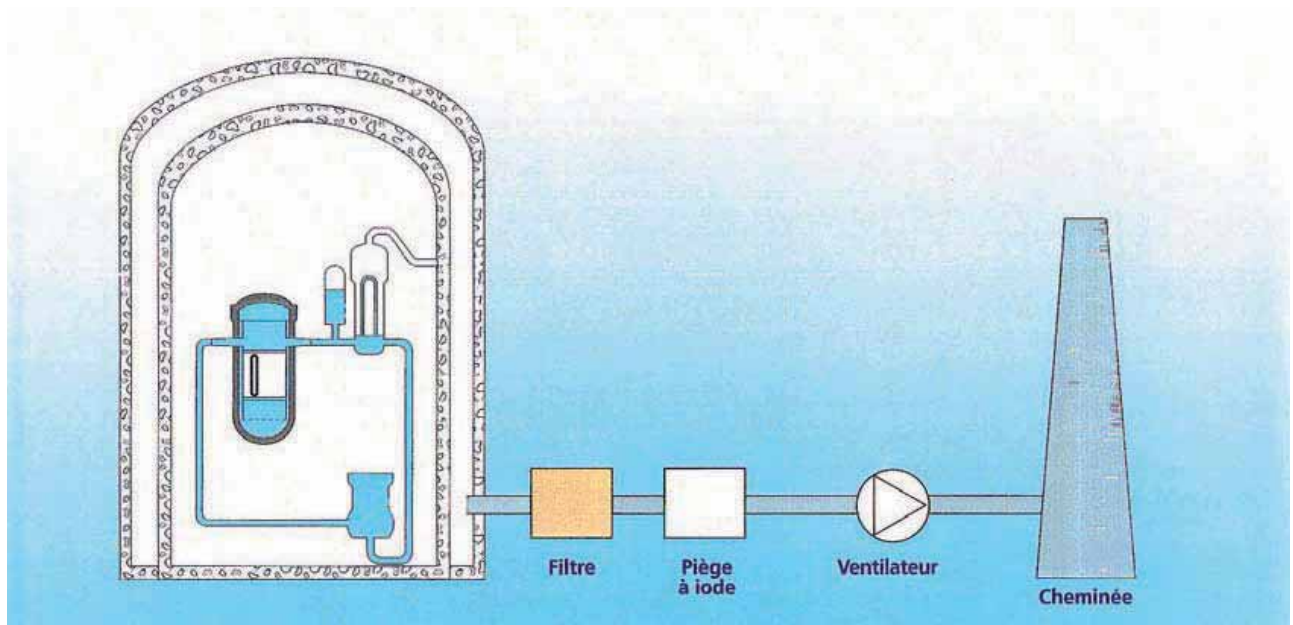
L'eau du circuit de refroidissement échauffée dans le condenseur est ensuite soit rejetée dans le milieu (circuit ouvert), soit, lorsque le débit de la rivière est trop faible ou l'échauffement trop important par rapport à la sensibilité du milieu, refroidie par une tour aéroréfrigérante (circuit fermé ou semi-fermé).

L'enceinte de confinement

L'enceinte de confinement des réacteurs à eau sous pression assure deux fonctions :

- la protection du réacteur contre les agressions externes ;
- le confinement et, par conséquent, la protection du public et de l'environnement contre les produits radioactifs susceptibles d'être dispersés hors du circuit primaire en cas d'accident ; à cette fin, les enceintes ont été conçues pour résister aux températures et pressions qui pourraient être atteintes en cas d'accident et pour présenter une étanchéité satisfaisante dans ces conditions.

Le schéma ci-dessous présente l'enceinte de confinement d'un réacteur de 1300 MWe :



Les enceintes de confinement sont de deux types :

- les enceintes des réacteurs de 900 MWe, qui sont constituées d'une seule paroi en béton précontraint (béton comportant des câbles d'acier tendus de manière à assurer la compression de l'ouvrage). Cette paroi assure la résistance mécanique à la pression qui résulterait de l'accident le plus sévère pris en compte à la conception, ainsi que l'intégrité de la structure vis-à-vis d'une agression externe. L'étanchéité est assurée par une peau métallique de faible épaisseur, située sur la face interne de la paroi en béton ;
- les enceintes des réacteurs de 1300 MWe et de 1450 MWe, qui sont constituées de deux parois : la paroi interne en béton précontraint et la paroi externe en béton armé. L'étanchéité est assurée par la paroi interne et le système de ventilation (EDE) qui canalise, dans l'espace situé entre les parois, les fluides radioactifs et les produits de fission qui pourraient provenir de l'intérieur de l'enceinte à la suite d'un accident. La résistance aux agressions externes est principalement assurée par la paroi externe.

La photo ci-dessous montre une vue de la coque béton d'un bâtiment réacteur d'un réacteur de 900 MWe :



Les principaux circuits auxiliaires et de sauvegarde

Les circuits auxiliaires assurent en fonctionnement normal, ou lors de la mise à l'arrêt normal du réacteur, les fonctions fondamentales de sûreté : maîtrise de la réactivité neutronique, évacuation de la chaleur du circuit primaire et de la puissance résiduelle du combustible, confinement des matières radioactives. Il s'agit principalement du système de contrôle chimique et volumétrique du réacteur (RCV) et du système de refroidissement du réacteur à l'arrêt (RRA).

Le rôle des systèmes de sauvegarde est de maîtriser et de limiter les conséquences des incidents et des accidents. Il s'agit principalement du circuit d'injection de sécurité (RIS), du circuit d'aspersion dans l'enceinte du bâtiment réacteur (EAS) et du circuit d'eau alimentaire de secours des GV (ASG).

Les autres systèmes importants pour la sûreté

Parmi les autres systèmes ou circuits nécessaires au fonctionnement du réacteur et importants pour la sûreté, on peut mentionner :

- le circuit de réfrigération intermédiaire (RRI) qui assure le refroidissement d'un certain nombre d'équipements nucléaires ; ce circuit fonctionne en boucle fermée entre, d'une part, les circuits auxiliaires et de sauvegarde et, d'autre part, le circuit d'eau brute secourue (SEC) qui assure son refroidissement au moyen de la source froide ;
- le circuit de réfrigération et de purification de l'eau des piscines (PTR) qui permet en particulier d'évacuer la chaleur résiduelle des éléments combustibles stockés dans la piscine d'entreposage du combustible ;
- les systèmes de ventilation, qui jouent un rôle essentiel dans le confinement des matières radioactives par la mise en dépression des locaux et la filtration des rejets ;
- les circuits d'eau destinés à la lutte contre l'incendie ;
- le système de contrôle-commande, les systèmes électriques.

1.2 Principales différences entre installations

Malgré la standardisation du parc des réacteurs électronucléaires français, certaines nouveautés technologiques ont été introduites au fur et à mesure de la conception et de la construction des réacteurs nucléaires.

La conception des bâtiments, la présence d'un circuit de refroidissement intermédiaire entre celui permettant l'aspersion dans l'enceinte en cas d'accident et celui contenant l'eau de la source froide, ainsi qu'un pilotage plus souple, distinguent le palier CPY des réacteurs du Bugey et de Fessenheim (CP0).

Des modifications importantes par rapport au palier CPY ont été apportées dans la conception des circuits et des systèmes de protection du cœur des réacteurs de 1300 MWe (paliers P4 et P'4) et dans celle des bâtiments qui abritent l'installation. L'augmentation de puissance se traduit par un circuit primaire à quatre générateurs de vapeur (GV) offrant une capacité de refroidissement plus élevée que sur les réacteurs de 900 MWe, équipés de trois GV. Par ailleurs, l'enceinte de confinement du réacteur comporte une double paroi en béton au lieu d'une seule paroi doublée d'une peau d'étanchéité en acier comme sur les réacteurs de 900 MWe.

Les réacteurs du palier P'4 présentent quelques différences avec ceux du palier P4, notamment en ce qui concerne le bâtiment du combustible et la conception de certains circuits.

Enfin, les réacteurs du palier N4 se distinguent des réacteurs des paliers précédents notamment par la conception des GV, plus compacts, et des pompes primaires, ainsi que par l'informatisation de la salle de commande.

Par ailleurs, un réacteur à eau sous-pression de type EPR d'une puissance de 1650 MWe est en construction sur le site de Flamanville, déjà équipé de deux réacteurs d'une puissance de 1300 MWe. En outre, l'ASN instruit actuellement une demande déposée par EDF pour la création d'un autre réacteur à eau sous pression de type EPR sur le site de Penly.

Les réacteurs EPR, en cours de construction à Flamanville (Flamanville 3, INB 167) ou envisagé à Penly (Penly 3), sont des réacteurs à quatre boucles d'une puissance électrique unitaire d'environ 1 650 MWe. Par rapport aux réacteurs de puissance en fonctionnement en France, ils se caractérisent par la prise en compte dès la conception de la possibilité d'accidents graves. Fondé sur le principe d'un quadruplement (4 trains) des systèmes de sauvegarde (avec quelques exceptions) et, outre la présence d'une coque avion (qui protège le bâtiment du réacteur, le bâtiment du combustible et deux bâtiments abritant deux trains de sauvegarde) pour faire face aux agressions externes, l'EPR intègre, par exemple :

- des dispositions de prévention, en particulier pour :
 - éviter des accidents de fusion du cœur en pression ;

- renforcer la fiabilité des alimentations électriques internes par l'ajout de deux groupes générateurs diesel (dits d'ultime secours) diversifiés ;
 - sécuriser l'inventaire en eau des systèmes de sauvegarde refroidissant le cœur du réacteur et l'enceinte de confinement ;
 - en implantant le réservoir d'eau (réservoir IRWST) directement dans le bâtiment du réacteur ;
 - une source froide alternative basée sur l'utilisation "inversée" de la canalisation de rejet en mer, prélevant ainsi de l'eau au large ;
- des dispositions de mitigation tels la présence d'un récupérateur de corium sous la cuve, dans le bâtiment du réacteur, ou le recours, pour le bâtiment du réacteur, à une enceinte de confinement à double paroi avec peau d'étanchéité métallique interne.

Pour les piscines des réacteurs 900 MWe des paliers CP0 et CPY, les assemblages de combustible sont entreposés dans les alvéoles de râteliers. Ces râteliers sont construits dans un matériau inoxydable qui n'est pas neutrophage, la sous-criticité étant garantie par la disposition géométrique des assemblages. Les piscines des réacteurs du palier CP0 comportent 313 alvéoles et 382 pour le palier CPY.

Le chargement des assemblages de combustible usés dans les emballages de transport nécessite l'introduction de l'emballage de transport dans la fosse de chargement, emplacement dédié communiquant avec la piscine d'entreposage du combustible.

A partir des réacteurs du palier 1300 MWe, les râteliers des piscines combustible ont été fabriqués dans un matériau neutrophage, afin de garantir la sous-criticité malgré un arrangement plus dense que pour les réacteurs précédents.

Pour les réacteurs de 1300 MWe du palier P4, les piscines comportent 459 emplacements.

A partir des réacteurs du palier P'4, le chargement des emballages de transport a lieu sous la fosse de chargement. Cette disposition permet de supprimer le pont lourd de manutention présent sur les réacteurs des paliers CP0, CPY et P4 ; le bâtiment combustible est donc moins haut.

Les capacités des piscines sont de 630 alvéoles pour les réacteurs du palier P'4, de 612 pour les réacteurs du palier N4 et de 1167 pour le réacteur EPR.

Pour le réacteur EPR, le système de refroidissement de la piscine de combustible (PTR) dispose d'un train supplémentaire avec une source froide diversifiée et pouvant être réalimenté électriquement par les groupes d'ultime secours.

1.3 Les réexamens de sûreté

Le référentiel de sûreté français prévoit ainsi que les installations nucléaires soient conçues et construites pour faire face, sans mettre en cause leur sûreté, aux phénomènes naturels (séismes, inondations, ...) les plus forts déjà survenus dans leur voisinage, avec une marge de sécurité supplémentaire. Par ailleurs, il impose la mise en place d'un dispositif de « défense en profondeur » qui consiste en un ensemble de dispositions (automatismes, systèmes ou procédures) redondantes et diversifiées permettant d'éviter la survenue d'un accident et d'en limiter les effets. Ces dispositions sont contrôlées à chaque étape de la vie des installations nucléaires (examen des options de sûreté, autorisation de création, autorisation de mise en service...) et réexaminées systématiquement à l'occasion des réexamens de sûreté décennaux institués par l'article 29 de la loi TSN du 13 juin 2006. Ce réexamen est réalisé tous les dix ans. Il est l'occasion d'examiner en profondeur l'état des installations pour vérifier qu'elles sont conformes au référentiel de sûreté applicable. Il a en outre pour objectif d'améliorer le niveau de sûreté des installations, en particulier en comparant les exigences applicables à celles appliquées à des installations plus récentes par l'exploitant.

À ce titre, les réexamens de sûreté constituent l'une des pierres angulaires de la sûreté en France, en imposant à l'exploitant non seulement de maintenir le niveau de sûreté de son installation mais aussi de l'améliorer.

Le processus de réexamen

Le processus de réexamen de sûreté se déroule en plusieurs étapes successives.

1. **L'examen de conformité** : il consiste à comparer l'état de l'installation au référentiel de sûreté et à la réglementation applicables, comprenant notamment son décret d'autorisation de création et les prescriptions de l'ASN. Cette étape permet de s'assurer que les évolutions de l'installation et de son exploitation, dues à des modifications ou à son vieillissement, respectent l'ensemble des règles qui lui sont applicables. Cet examen décennal de conformité ne dispense pas l'exploitant de son obligation permanente de garantir la conformité de ses installations.
2. **La réévaluation de sûreté** : elle vise à apprécier la sûreté de l'installation et à l'améliorer au regard :
 - o des réglementations françaises, des objectifs et des pratiques de sûreté les plus récents, en France et à l'étranger ;
 - o du retour d'expérience d'exploitation de l'installation ;
 - o du retour d'expérience d'autres installations nucléaires en France et à l'étranger ;
 - o des enseignements tirés des autres installations ou équipements à risque.

L'ASN peut se prononcer, après consultation éventuelle du GPR, sur les thèmes d'études envisagés par l'exploitant avant le lancement des études de réévaluation de sûreté, lors de la phase dite d'orientation du réexamen de sûreté.

3. **Le déploiement des améliorations issues du réexamen de sûreté** : Les visites décennales sont des moments privilégiés pour mettre en œuvre les modifications issues du réexamen de sûreté. Pour déterminer le calendrier des visites décennales, EDF doit tenir compte des échéances de réalisation des épreuves hydrauliques fixées par la réglementation des équipements sous pression nucléaires et de la périodicité des réexamens de sûreté prévue par la loi TSN.
4. **La remise par l'exploitant d'un rapport de conclusions de réexamen** : à l'issue de la visite décennale, l'exploitant adresse à l'ASN un rapport de conclusions de réexamen. Dans ce rapport, l'exploitant prend position sur la conformité réglementaire de son installation, ainsi que sur les modifications réalisées visant à remédier aux anomalies constatées ou à améliorer la sûreté de l'installation. Le rapport de réexamen est composé des éléments prévus à l'article 24 du décret n° 2007-1557 du 2 novembre 2007 modifié.

1.4 Utilisation des études probabilistes dans l'évaluation de sûreté des réacteurs

La démonstration de sûreté de ces installations repose en premier lieu sur une approche déterministe, par laquelle l'exploitant garantit la résistance de l'installation à des accidents de référence. Cette approche est complétée par des études probabilistes de sûreté (EPS) basées sur une investigation systématique des scénarios accidentels pour évaluer la probabilité d'arriver à des conséquences inacceptables. Elles permettent d'obtenir une vue globale de la sûreté, intégrant aussi bien la tenue des équipements que le comportement des opérateurs.

Les EPS aident à estimer le caractère satisfaisant des dispositions retenues par l'exploitant. Elles permettent de hiérarchiser les problèmes de sûreté relatifs à la conception ou à l'exploitation des réacteurs et constituent un outil de dialogue entre les exploitants et l'administration.

Pour les réacteurs existants, les EPS sont réalisées et mises à jour lors des réexamens décennaux.

Pour les futurs réacteurs (cas de l'EPR), le développement des EPS s'effectue en même temps que se précise la conception de façon à mettre en évidence des situations comportant des défaillances multiples pour lesquelles des dispositions devront être prises pour en réduire la fréquence ou en limiter les conséquences.

Deux types d'EPS sont utilisés en France :

- les EPS de niveau 1 permettant d'identifier les séquences d'événements menant à la fusion du combustible et de déterminer leurs probabilités ;
- les EPS de niveau 2 permettant d'évaluer les probabilités des rejets hors de l'enceinte de confinement (dans l'environnement) selon leur nature et leur ampleur.

Les EPS de niveau 1 et 2 sont utilisées lors des réexamens de sûreté pour évaluer la fréquence de fusion du cœur ou de rejet et, pour l'EPS1, son évolution par rapport à l'évaluation faite à l'issue de l'examen précédent, en intégrant une analyse des modifications des caractéristiques des systèmes (fiabilité des matériels, par exemple) et des pratiques d'exploitation. L'identification des principales contributions à la probabilité totale de fusion du cœur ou aux probabilités de rejets permet de mettre en évidence d'éventuels points faibles pour lesquels des évolutions de l'installation ou de son exploitation sont souhaitables, voire jugées nécessaires. Leur hiérarchisation permet de déterminer les améliorations prioritaires. Dans le cas où des modifications sont retenues, les EPS permettent d'apprécier les avantages et inconvénients des diverses solutions envisagées. La démonstration du caractère satisfaisant de ces modifications doit être apportée par une analyse de leur impact sur les contributions à la probabilité de fusion du combustible. Ces études tiennent compte des états de fonctionnement aussi bien que des états d'arrêt du réacteur. Le tableau ci-dessous définit les EPS actuellement disponibles et les principales catégories d'événements initiateurs retenus par palier des réacteurs français.

Palier	Événements pris en compte pour les EPS de niveau 1 et 2
Réacteurs de 900 MWe (CPO-CPY)	D'éfaillances internes au réacteur (EPS 1 et 2) Incendie (EPS 1)
Réacteurs de 1300 MWe (P4-P'4)	D'éfaillances internes au réacteur (EPS 1 et 2) Pour le réexamen associé à la 3 ^{ème} visite décennale, seront également pris en compte : - les événements liés à la piscine BK (EPS 1 et 2) ; - l'incendie et l'inondation internes (EPS 1).
Réacteur de 1400 MWe (N4)	D'éfaillances internes au réacteur (EPS 1). Une EPS de niveau 2 sera réalisée pour le prochain réexamen.
Réacteur de 1650 MWe (EPR) en construction	En vue de la demande d'autorisation de mise en service, l'EPS de niveau 1 sera révisée et l'EPS de niveau 2 établie. Elles prendront en compte : - les événements internes au réacteur ; - les événements liés à la piscine BK ; - le séisme ; - l'incendie et l'explosion internes ; - l'inondation interne.

En outre, dans le cadre du 3^{ème} réexamen générique des réacteurs de 1300 MWe, une étude a été réalisée pour vérifier la possibilité d'étendre les EPS 1 au séisme.

2. Séisme

L'aléa sismique est un événement susceptible de générer des défaillances pouvant affecter l'ensemble des installations d'un site, en particulier les systèmes importants pour la sûreté. L'éventualité d'un séisme a été prévue lors de la conception des installations et est périodiquement réexaminée lors des réexamens de sûreté (voir § 1.3).

Les évaluations complémentaires de sûreté ont montré que des marges sismiques suffisantes existent sur les réacteurs nucléaires d'EDF permettant d'éviter des effets faibles en cas de dépassement limité du référentiel actuel. Ces évaluations ont confirmé l'intérêt des révisions périodiques du risque sismique à l'occasion de chaque réexamen de sûreté décennal. Il conviendra de poursuivre ce processus de révision périodique du risque sismique à l'occasion de chaque réexamen de sûreté. Par ailleurs, à la suite de l'analyse des rapports ECS d'EDF et des inspections ciblées qu'elle a conduites à l'été 2011, l'ASN a relevé plusieurs axes d'améliorations souhaitables pour la sûreté en lien avec la robustesse des installations vis-à-vis séismes.

Ainsi, vis-à-vis du risque de séisme, l'ASN va imposer à EDF :

- de faire en sorte que les équipements permettant de maîtriser les fonctions fondamentales de sûreté soient protégés contre l'incendie en cas de séisme. En effet, les principales dispositions de protection des installations contre l'incendie ne sont pas toutes aujourd'hui dimensionnées pour résister au séisme du référentiel de l'installation ;
- de renforcer la prise en compte de ce risque dans l'exploitation quotidienne de ses réacteurs : renforcement de la formation des opérateurs, amélioration de la prise en compte de la problématique « séisme-événement », respect de la règle fondamentale de sûreté relative à l'instrumentation sismique (entretien, connaissance du matériel par les agents, étalonnage). L'ASN a en effet constaté, sur plusieurs centrales nucléaires, des lacunes dans l'application du référentiel en vigueur pour le risque sismique ;
- pour les sites de Tricastin, Fessenheim et Bugey, de fournir une étude analysant le niveau de robustesse au séisme des digues et autres ouvrages de protection des installations contre l'inondation et de présenter les conséquences d'une défaillance de ces ouvrages.

En outre, à la suite des évaluations complémentaires de sûreté (ECS) des installations nucléaires, menées après l'accident de Fukushima, l'ASN considère qu'il est nécessaire de rendre plus robuste la sûreté des installations nucléaires vis-à-vis de risques très peu probables et non pris en compte à ce jour dans le dimensionnement des installations ou après leur réexamen périodique de sûreté et de décliner cette exigence dans le corpus réglementaire.

Il s'agit de doter ces installations de moyens leur permettant de faire face :

- à un cumul de phénomènes naturels d'ampleur exceptionnelle et supérieurs aux phénomènes retenus lors de la conception ou du réexamen de sûreté des installations ;
- à des situations de perte des sources électriques ou de refroidissement de très longue durée et pouvant affecter l'ensemble des installations d'un même site.

Ainsi, l'ASN va prescrire aux exploitants de mettre en place un « noyau dur » de dispositions matérielles et organisationnelles renforcées, pour garantir le caractère opérationnel de structures et équipements permettant de maîtriser les fonctions fondamentales de sûreté dans ces situations exceptionnelles. Ce sujet est développé dans la partie C8 du présent rapport.

2.1 Dimensionnement des installations

En complément du dimensionnement initial de l'installation au séisme, l'ASN a prescrit, dans le cadre des deuxièmes et troisièmes visites décennales des réacteurs, des demandes spécifiques pour la prise en compte de l'évolution des référentiels et des connaissances scientifiques dans le domaine de l'aléa et de la justification parasismique.

Il est important de noter que la mise à jour des séismes majorés de sécurité (SMS) de site ne constitue que l'un des volets des réexamens de sûreté pour le domaine sismique. En effet, le développement des méthodes et des moyens de calcul utilisés par le génie parasismique a permis d'affiner l'évaluation de la tenue sismique des bâtiments et des équipements. Ainsi, des renforcements peuvent être décidés, non seulement sur la base d'une réévaluation de l'aléa, qui est une donnée d'entrée pour le calcul des structures et des équipements, mais aussi, sur la base de l'évolution du génie parasismique.

En complément, le REX sismique (nucléaire et non nucléaire) et les études de robustesse des dispositions constructives constituent aussi des sources d'évaluation de la conformité sismique.

2.1.1 Niveau de séisme pour lequel les installations sont dimensionnées

L'approche pour définir les sollicitations sismiques à prendre en compte pour la conception des installations est fondée sur une approche déterministe :

- on postule que tout séisme connu dans la région du site (compte tenu des observations historiques sur une période de l'ordre de 1 000 ans) est susceptible de se reproduire avec les mêmes caractéristiques à la position la plus défavorable vis-à-vis de l'installation tout en restant compatible avec les données géologiques et sismiques ;
- on en déduit l'intensité du « séisme maximum historiquement vraisemblable » (SMHV) ;
- dans le cadre d'une démarche de sûreté et pour tenir compte des incertitudes sur les données et les connaissances, un degré d'intensité est arbitrairement ajouté au SMHV pour définir le « séisme majoré de sécurité » (SMS) ;
- l'installation est alors conçue pour résister à un niveau d'agression au moins équivalent à celui du SMS ; l'arrêt sûr du réacteur, le refroidissement du combustible et le confinement des produits radioactifs doivent être assurés pour de tels séismes :
- cette approche tient également en compte des effets de sols et des paléoséismes¹.

Compte tenu de la standardisation du parc de réacteurs nucléaires exploités en France, EDF a introduit la notion de séisme de dimensionnement : il s'agit d'un spectre enveloppe des différents spectres SMS associés aux différents sites d'un même palier.

En outre une règle fondamentale de sûreté (voir § 2.1.2) définit des méthodes acceptables pour déterminer l'ensemble des mouvements auxquels sont soumis les structures et ouvrages de génie civil « classés sismiques », à partir des mouvements sismiques pris en compte, ainsi que les niveaux de sollicitations qui leur correspondent, afin de permettre le dimensionnement et la vérification :

- de la résistance au génie civil de ces ouvrages soumis aux sollicitations résultant des séismes et d'autres actions combinées avec les séismes ;
- du bon comportement des matériels de l'installation.

Caractéristiques du séisme de dimensionnement

L'ASN exige que les installations nucléaires de base soient conçues pour résister à un séisme supérieur au séisme maximal s'étant produit au cours du dernier millénaire dans la zone où elles sont implantées.

¹ Paléoséisme : séisme ayant laissé des traces de déformations dans les couches géologiques superficielles

A cet effet les exploitants sont tenus de définir un aléa sismique pour la conception. La règle pour déterminer l'aléa sismique est définie dans une Règle Fondamentale de Sécurité (RFS). Les RFS définies par l'ASN ont notamment pour objet d'explicitier les objectifs réglementaires et de décrire, le cas échéant, les pratiques que l'ASN juge satisfaisantes. Elles sont révisées périodiquement pour prendre en compte l'évolution des connaissances. La première RFS sur le sujet date de 1981, il s'agit de la RFS I.2.c². Elle a été révisée en 2001, il s'agit de la RFS 2001-01³. Ces RFS sont aussi utilisées pour vérifier le dimensionnement des installations en fonctionnement dans le cadre des réexamens de sûreté, et définir le cas échéant des renforcements.

Ces règles fixent deux niveaux de séisme, le Séisme Maximum Historiquement vraisemblable (SMHV) et le Séisme Majoré de Sécurité (SMS), qui est le séisme utilisé pour vérifier que le séisme finalement retenu par l'exploitant pour le dimensionnement de son installation (séisme de dimensionnement ou SDD) est conforme à l'exigence.

EDF a utilisé une démarche d'implantation de réacteurs nucléaires par paliers techniques, et a standardisé, pour l'îlot nucléaire, des groupes de réacteurs constituant des séries, ce qui lui a permis de mutualiser ses études. Les autres ouvrages, dits « ouvrages de site » ont fait l'objet d'un dimensionnement spécifique à chaque site.

L'îlot nucléaire est composé :

- du bâtiment réacteur (BR), contenant le réacteur et l'ensemble des circuits d'eau primaire sous pression et l'enceinte de confinement ;
- d'un bâtiment combustible (BK), abritant les installations de stockage et de manutention du combustible neuf et irradié ;
- un bâtiment des auxiliaires de sauvegarde et des locaux électriques (BAS/ BL) ;
- un bâtiment des autres auxiliaires nucléaires (BAN) ;
- un bâtiment d'exploitation (BW).

Les ouvrages de site comportent les autres bâtiments et installations nécessaires au fonctionnement de la centrale, dont la source froide et le canal d'amenée.

D'une manière générale, les spectres de dimensionnement retenus ont été déterminés comme suit :

- CP0 et CPY : A la conception du palier CP0 et CPY, la forme spectrale utilisée était celle dite du « spectre EDF », défini comme la moyenne lissée de 8 accélérogrammes enregistrés lors de 5 séismes d'origine californienne. Les accélérations sont normées en fonction de la sismicité locale.
- P4 et P'4 : Le SDD de Paluel, premier site P4, a évolué au cours de la construction. Au début de la construction, la forme spectrale utilisée jusque-là pour les tranches était celle dite du « spectre EDF ». En cours de construction, il a été retenu une nouvelle forme spectrale, reprise de celle établie par la Nuclear Regulatory Commission (Autorité de sûreté nucléaire des U.S.A.) dans le Regulatory Guide 1.60 et qui a été retenue également en France comme référence pour le dimensionnement du palier 1300 MWe. Ceci a conduit EDF à utiliser, pour les bâtiments, successivement :
 - le spectre EDF normé à 0,2 g.
 - dans une période transitoire, le spectre NRC normé à 0,2 g.
 - le spectre NRC normé à 0,15 g.

Pour les réacteurs suivants, P4 et P'4, EDF a retenu comme SDD standard, applicable pour le dimensionnement de l'îlot nucléaire, le spectre NRC normé à 0,15 g à période nulle, compatible avec les sites d'implantation des réacteurs de ce palier.

² RFS I.2.c du 1^{er} octobre 1981 relative à la détermination des mouvements sismiques à prendre en compte pour la sûreté des installations

³ RFS 2001-01 du 31 mai 2001 relative à la détermination du risque sismique pour la sûreté des installations nucléaires de base de surface.

- N4 : Le spectre SDD standard, applicable pour le dimensionnement des ouvrages et installations sur le palier N4, est le spectre NRC normé à 0,15 g à période nulle. Il est normé à une accélération à période nulle de 0,15 g dans les directions horizontales et 0,133 g dans la direction verticale (ce qui diffère de la règle habituelle qui fait correspondre au spectre vertical 2/3 du spectre horizontal et correspond à 2/3 d'une accélération normée à 0,2 g, il s'agit d'une convention de conception pour ce palier).
- EPR : le SDD est le spectre européen EUR normé à 0,25 g à période nulle.

Le tableau ci-dessous résume les différents spectres de dimensionnement de l'îlot nucléaire et des ouvrages de site :

Site	Palier	SDD îlot nucléaire	SDD ouvrage de site
Bugey	CP0	EDF normé à 0,1 g à période nulle	EDF normé à 0,1 g à période nulle
Fessenheim	CP0	EDF normé à 0,2 g à période nulle	EDF normé à 0,2 g à période nulle, hors BL
Blayais	CPY	EDF normé à 0,2 g à période nulle	EDF normé à 0,2 g à période nulle
Chinon	CPY	EDF normé à 0,2 g à période nulle	EDF normé à 0,2 g à période nulle
Cruas	CPY	EDF normé à 0,2 g à période nulle, complété par un spectre dit « hautes fréquences » normé à une accélération de 0,3 g à période nulle	EDF normé à 0,2 g à période nulle, complété par un spectre dit « hautes fréquences » normé à une accélération de 0,3 g à période nulle
Dampierre	CPY	EDF normé à 0,2 g à période nulle	EDF normé à 0,1 g à période nulle
Gravelines	CPY	EDF normé à 0,2 g à période nulle	EDF normé à 0,2 g à période nulle
Saint Laurent	CPY	EDF normé à 0,2 g à période nulle	EDF normé à 0,2 g à période nulle
Tricastin	CPY	EDF normé à 0,2 g à période nulle	EDF normé à 0,2 g à période nulle, vérifié à un spectre de site à plus haute fréquence, normé à 0,3 g
Flamanville 1-2	P4	NRC normé à 0,15 g à période nulle	NRC normé à 0,15 g à période nulle
Paluel	P4	EDF normé à 0,2 g, puis NRC normé à 0,2 g, puis NRC normé à 0,15 g.	EDF normé à 0,2 g, puis NRC normé à 0,2 g, puis NRC normé à 0,15 g.
Saint Alban	P4	NRC normé à 0,15 g à période nulle	NRC normé à 0,1 g, puis vérifié à NRC normé à 0.132g
Belleville	P'4	pour le dimensionnement de l'îlot nucléaire : spectre NRC normé à 0,15 g à période nulle et pour les fondations et le ferrailage de l'îlot nucléaire du fait de la faible sismicité du site : NRC normé à 0,1 g à période nulle.	NRC normé à 0,1 g à période nulle.

Cattenom	P'4	NRC normé à 0.15g à période nulle	NRC normé à 0,15 g à période nulle
Golfech	P'4	NRC normé à 0,15 g à période nulle	NRC normé à 0,15 g à période nulle
Nogent	P'4	pour le dimensionnement de l'îlot nucléaire : spectre NRC normé à 0,15 g à période nulle et pour les fondations et le ferrailage de l'îlot nucléaire du fait de la faible sismicité du site : NRC normé à 0,1 g à période nulle.	NRC normé à 0,15 g à période nulle
Penly	P'4	NRC normé à 0,15 g à période nulle	NRC normé à 0,15 g à période nulle
Chooz	N4	NRC normé à 0,15 g à période nulle, (normé à 0,15 g dans le sens horizontal et 0,133 g dans le sens vertical) et spectre décalé par réduction des fréquences dans un rapport de 2/3 et normé à 0,12 g à période nulle.	NRC, décalé et normé à 0,12 g à période nulle
Civaux	N4	NRC normé à 0,15 g à période nulle, (normé à 0,15 g dans le sens horizontal et 0,133 g dans le sens vertical) et spectre décalé par réduction des fréquences dans un rapport de 2/3 et normé à 0,12 g à période nulle.	NRC normé à 0,15 g à période nulle
Flamanville 3	EPR	EUR normé à 0,25 g à période nulle	EUR normé à 0,2 g à période nulle

Méthodologie utilisée pour évaluer le séisme de dimensionnement

La vérification de la conformité réglementaire des installations nucléaires de base est réalisée périodiquement sur une base décennale, dans le cadre des réexamens de sûreté. Ces réexamens sont l'occasion de réaliser un examen de conformité approfondi, de réévaluer les niveaux de SMS au regard des données les plus récentes et de l'évolution des connaissances, de réexaminer les matériels dont la tenue au séisme est requise, de prendre en compte les évolutions dans le domaine du génie parasismique et de procéder aux améliorations correspondantes nécessaires sur les installations.

Les niveaux d'aléa correspondant au SMS sont établis sur la base d'une règle fondamentale de sûreté qui a elle-même évolué pour prendre en compte les évolutions de connaissances.

Le référentiel de conformité réglementaire : les RFS I.2.c et 2001-01 :

Une approche déterministe est utilisée pour la définition de l'aléa sismique à prendre en compte pour la conception des installations.

La démarche générale de caractérisation de l'aléa sismique suit une démarche en 3 étapes :

- la caractérisation géologique et sismique de la région pour identifier des zones ayant des caractéristiques homogènes ;
- la définition d'un ou de plusieurs séismes de référence ;
- le calcul du mouvement sismique au droit de chaque site.

La démarche consiste à rechercher pour chaque site un séisme enveloppe aux séismes historiquement connus, dans des positions d'épicentre qui soient les plus pénalisantes (en termes d'intensité MSK, représentative des effets de surface), tout en restant compatible avec les données géologiques ou sismiques.

L'ensemble du territoire français fait l'objet d'un zonage sismotectonique.

Les informations sur les séismes passés résultent de l'interprétation d'archives historiques relatant les dégâts provoqués, caractérisant 1 000 ans de sismicité (la base de données SisFrance rassemble environ 10 000 documents décrivant plus de 6 000 événements, et 100 000 points d'observation), et d'un catalogue de mesures instrumentales réalisé depuis les années 1960 (base de données CEA/ LD G).

Définition du SMHV

Les Séismes Maximaux Historiquement Vraisemblables sont le ou les séismes qui, pour le site considéré, produisent les intensités les plus fortes, en retenant que :

- les séismes historiques du domaine tectonique auquel appartient le site sont considérés comme pouvant se produire sous le site ;
- les séismes historiques appartenant à un domaine tectonique voisin sont considérés comme pouvant se produire au point de ce domaine le plus proche du site.

L'intensité d'un séisme n'est pas une donnée directement utilisable pour la conception d'une installation.

Les séismes sont décrits par leur spectre de réponse (repéré par la valeur d'accélération à période nulle, exprimée en « g »). Pour cela, il est nécessaire de déterminer la magnitude et la profondeur focale des événements historiques.

Pour chacun des SMHV, on définit un Séisme Majoré de Sécurité (SMS), qui est déduit par une relation simple en termes d'intensité MSK⁴ sur le site :

Définition du SMS

L'intensité du SMS selon l'échelle MSK est définie conventionnellement par :

$$I_{\text{SMS}} = I_{\text{SMHV}} + 1$$

L'échelle MSK a été construite de telle sorte qu'une augmentation d'un degré correspond globalement à un doublement du paramètre de mouvement.

Le spectre de réponse du SMS est obtenu en retenant conventionnellement comme magnitude celle du SMHV majorée de 0,5 sur l'échelle de Richter.

Évolution de la RFS I.2.c (1981) vers la RFS 2001-01 (2001)

La première RFS pour déterminer des mouvements sismiques à prendre en compte pour la sûreté des installations date de 1981, il s'agit de la RFS I.2.c⁵. Elle a été révisée en 2001, il s'agit de la RFS 2001-01⁶. La révision de la RFS a conservé la démarche générale et a complété le texte précédent par la prise en compte de l'évolution des connaissances scientifiques et du retour d'expérience sismique des 20 années précédentes.

Les principales évolutions de la RFS portent sur :

- la règle de constitutions de zones sismotectoniques dans des configurations de failles complexes (famille de failles) ;
- l'utilisation des corrélations (liant la magnitude à l'intensité et à la distance focale) disponibles les mieux adaptées au contexte français et établies à partir d'un ensemble de données macrosismiques homogènes ;

⁴ Échelle de Medvedev-Sponheuer-Karnik (aussi appelée échelle MSK) est une échelle de mesure de l'intensité d'un tremblement de terre

⁵ RFS I.2.c du 1^{er} octobre 1981 relative à la détermination des mouvements sismiques à prendre en compte pour la sûreté des installations

⁶ RFS 2001-01 du 31 mai 2001 relative à la détermination du risque sismique pour la sûreté des installations nucléaires de base de surface.

- la notion de spectre forfaitaire : le spectre forfaitaire caractérisant les séismes proches a été abandonné, au profit d'un spectre de séisme de site calé à 0,1 g à fréquence infinie. La révision de la RFS impose de vérifier que le SMS est supérieur à un niveau minimal. Ce niveau minimal correspond à l'enveloppe d'un séisme modéré, proche de l'installation (M=4 à 10 km) et d'un événement important (M=6,6 à 40 km). Ce niveau minimal est défini pour les deux conditions de site, rocher et sédiments. Cette approche est conforme aux recommandations de l'AIEA (Seismic Hazard Evaluation for Nuclear Power Plants, Safety Standards series n° NS-G 3-3). La prise en compte de ce niveau minimal constitue une marge de sûreté et permet de s'affranchir d'un manque de connaissance dans les régions de faible sismicité ;
- la prise en compte du REX sismique et de l'évolution des méthodes de calcul : le retour d'expérience des séismes des années 1980 a montré la forte influence des couches géologiques de surface, notamment dans les zones alluvionnaires. Ces effets appelés « effets de sites » agissent sur l'amplitude du mouvement sismique, sa durée et son contenu fréquentiel. La détermination du spectre de réponse a été complétée dans la RFS par des indicateurs complémentaires tels que la durée de phase forte, l'intensité d'Arias, la vitesse maximale du sol... utiles aux concepteurs de structures. . La prise en compte des effets de site s'effectue par l'utilisation de lois d'atténuation de l'accélération spectrale incluant la géométrie complexe des zones sédimentaires, les caractéristiques géologiques des 30 mètres superficiels au niveau des sites (déterminées grâce à l'utilisation des données instrumentales locales), qui ont été mises à jour par rapport à la RFS précédente ;
- la prise en compte de l'évolution des connaissances dans le domaine de la géologie : au début des années 1990, des indices de paléoséismes d'une magnitude supérieure à certains événements de la base SISFrance ont été découverts. Ces séismes ont laissé des traces géologiques en rompant les couches géologiques ou en modifiant les paysages.

Spectre de dimensionnement des sites (SD D) :

Pour le dimensionnement de chaque palier, EDF a utilisé un spectre de dimensionnement enveloppant globalement le spectre du SMS de chaque site, avec les connaissances de l'époque.

Des dispositions particulières ont été prises pour les sites présentant des caractéristiques sismiques qui sortent de l'enveloppe du palier standardisé (du fait de spécificités de locales, notamment géologiques).

Conclusion sur l'adéquation du séisme de dimensionnement

A l'issue d'un réexamen de sûreté, les modifications décidées sur un palier sont mises en œuvres sur chaque réacteur, globalement au moment où le réacteur entre en visite décennale. Le déploiement des modifications sur l'ensemble du palier se déroule donc pour ce palier sur une durée homogène avec son délai de construction initiale pour les réacteurs qui le composent.

Au 30 juin 2011, le référentiel de conformité sismique applicable sur les différents réacteurs était le suivant :

Réacteur	Palier	Version de modifications installée sur le réacteur	Référentiel sismique applicable	Conformité du SDD au séisme retenu par EDF en application de la RFS pour la version de modifications applicable au 30 juin 2011
Bugey 2-4	CP0	VD3	RFS 2001-01	Le nouveau SMS a été réévalué à 0,145 g, ce qui nécessite la mise en place de renforcement pour restaurer des marges sismiques. Les travaux sont soldés sur ces deux tranches.
Bugey 3-5	CP0	VD2	RFS I-2-c	Le séisme retenu est couvert par le SDD. Toutefois le référentiel VD3 a montré la nécessité de renforcements sismiques. Les travaux sont soldés sur Bugey 5 et seront achevés en 2013 sur Bugey 3.
Fessenheim 1	CP0	VD3	RFS 2001-01	Le séisme à prendre en compte reste couvert par le séisme de dimensionnement.*
Fessenheim 2	CP0	VD2	RFS I-2-c	Les séismes lointains restaient couverts par le SDD «EDF 0,2 g». Les séismes proches présentaient un dépassement à haute fréquence du niveau de dimensionnement, jugé sans impact sur la sûreté de l'installation. Il n'a pas conduit à la mise en place de modifications dans le cadre de la VD2 (les hautes fréquences n'interceptent pas les fréquences propres de bâtiments). Au titre de la préparation de la VD3, le séisme à prendre en compte reste couvert par le séisme de dimensionnement (pour la RFS 2001-01).*
Blayais	CPY	VD2	RFS I-2-c	La RFS 2001-01 a été utilisée dans le cadre de la préparation de la VD3 et montre que le séisme minimal forfaitaire et le SMS de site sont couverts par le SDD.
Chinon	CPY	VD2	RFS I-2-c	Le séisme défini au titre de la RFS I-2-C était enveloppé par le SDD. En préparation des VD3, le séisme issu de la RFS 2001-01 présente un dépassement au-dessus de 7 Hz. Une étude a été réalisée pour en démontrer l'absence d'impact sur les ouvrages de site, les bâtiments et matériels de l'îlot nucléaire. Une étude est en cours sur les structures internes du BR.
Cruas**	CPY	VD2	RFS I-2-c	Le séisme issu de l'application de la RFS I-2-C est couvert par le SDD. Le séisme issu de l'application de la RFS 2001-01 montre un dépassement au-delà de 8Hz. Les analyses réalisées dans le cadre de la préparation de la VD3 montrent l'absence d'impact sur l'ensemble des bâtiments et matériels.

Dampierre	CPY	VD 2	RFS I-2-c	<p>Le SDD est enveloppe du séisme retenu au titre de la RFS I-2-C. En préparation des VD3, le SDD a été comparé aux séismes issus de la RFS 2001-01. Pour l'îlot nucléaire des dépassements au-delà de 10 Hz sont jugés sans impact. Pour les ouvrages de site les dépassements au-delà de 2 Hz ont fait l'objet de vérifications. Ils n'ont pas d'impact sur les bâtiments et ouvrages de site.</p> <p>Ces dépassements sont liés à l'adoption dans la nouvelle règle du séisme minimal forfaitaire compte tenu de la faible sismicité locale.</p>
Gravelines	CPY	VD 2	RFS I-2-c	<p>Le séisme issu de la RFS I.2.C a été justifié au moment de la VD2. Au titre de la préparation de la VD3, le séisme issu de la RFS 2001-01 a été vérifié. Le nouveau séisme de référence présente un dépassement pour l'îlot nucléaire au-delà de 5 Hz, jugé sans impact. La mise en place de renforcements et de modifications mineures sur les ouvrages de site et leurs matériels est achevée sur Gravelines 1 et sera réalisés lors des arrêts décennaux pour les autres réacteurs (fin des travaux en 2017).</p>
Saint-Laurent	CPY	VD 2	RFS I-2-c	<p>Le SDD de l'îlot nucléaire est enveloppe du séisme issu des RFS I.2.c et 2001-01. Le séisme des ouvrages de site est couvert par le séisme issu de la RFS I-2-c et présente de légers dépassements au-delà de 7 Hz, pour le séisme issu de la RFS 2001-01. L'absence d'impact sur les ouvrages de site et leurs matériels a été vérifiée.</p>
Tricastin 1-2	CPY	VD 3	RFS 2001-01	<p>Pour le dimensionnement de Tricastin, deux séismes de référence ont été utilisés : EDF 0,2 g et DSN 0,3 g, ces séismes enveloppent les séismes issus de l'application de la RFS I-2-C et 2001-01.</p>
Tricastin 3-4	CPY	VD 2	RFS I-2-c	<p>Pour le dimensionnement de Tricastin, deux séismes de référence ont été utilisés : un spectre EDF normé à 0,2 g et un spectre plus riche en hautes fréquences normé à 0,3 g pour prendre en compte les spécificités de site. Ces séismes enveloppent les séismes issus de l'application de la RFS I-2-C et 2001-01.</p>
Chooz	N4	VD 1	RFS 2001-01	<p>Le séisme issu de la RFS 2001-01 est couvert par le SDD.</p>
Flamanville 1-2	P4	VD 2	RFS 2001-01	<p>Le séisme de dimensionnement est enveloppe des séismes issus de la RFS I-2-C et 2001-01.</p>
Paluel	P4	VD 2	RFS 2001-01	<p>Le séisme de dimensionnement est enveloppe du séisme issu de l'application de la RFS 2001-01 jusqu'à 25 Hz. Le faible dépassement au-delà de 25 Hz est sans impact.</p>
Saint-Alban	P4	VD 2	RFS 2001-01	<p>Le séisme de dimensionnement est enveloppe des séismes issus de la RFS I-2-C et 2001-01.</p>
Belleville	P'4	VD 2	RFS 2001-01	<p>Pour le dimensionnement standard, le SDD est enveloppe du séisme issu de la RFS 2001-01. Pour le ferrailage du génie civil de l'îlot nucléaire et des ouvrages de site, le spectre NRC 0,1 g présente de légers dépassements au-delà de 4,5 Hz. Des études ont confirmé que ces dépassements sont couverts par les marges de conception des ouvrages.</p>

Cattenom 1-2-3	P'4	VD 2	RFS 2001-01	Le séisme de dimensionnement est enveloppe des séismes issus de la RFS I-2-C et 2001-01.
Cattenom 4	P'4	VD 1	RFS I-2-c	Le séisme de dimensionnement est enveloppe des séismes issus de la RFS I-2-C et 2001-01.
Golfech	P'4	VD 1	RFS I-2-c	Le séisme de dimensionnement est enveloppe des séismes issus de la RFS I-2-C et 2001-01.
Nogent	P'4	VD 2	RFS 2001-01	Le séisme de dimensionnement est enveloppe des séismes issus de la RFS I-2-C et 2001-01.
Penly	P'4	VD 1	RFS I-2-c	Le séisme de dimensionnement est enveloppe des séismes issus de la RFS I-2-C et 2001-01.
Civaux	N4	Avant VD 1	RFS I-2-c	Civaux a été dimensionné initialement avec pour référentiel la RFS I-2-C. Au titre de la préparation de la VD 1, l'installation a fait l'objet d'une vérification au séisme issu de la RFS 2001-01. Des dépassements du SDD au-delà de 5,5 Hz ont été mis en évidence. L'exploitant a réalisé des études pour montrer l'absence d'impact significatif pour les bâtiments et les matériels de l'îlot nucléaire et ouvrage de site, hors matériels du BAS/ BL. Des études complémentaires sont en cours, dans le cadre de la préparation de la VD pour vérifier la qualification sismique des matériels du BAS/ BL.

*pour Fessenheim, le besoin de renforcement sismique n'est pas lié à une réévaluation de l'aléa mais à la mise en œuvre de nouvelles méthodes de calculs parasismiques réalisées dans le cadre des réexamens (voir § 2.1.2).

** Le site de Cruas présente la particularité d'être fondé sur un radier reposant sur des appuis parasismiques, ce qui réduit fortement les chargements sismiques appliqués aux structures et matériels de l'îlot nucléaire en abaissant la fréquence de l'îlot entre 1 et 1,5 Hz.

On note que les principaux dépassements des séismes de dimensionnement sont dus, en application de la RFS 2001-01 à :

- l'utilisation d'un séisme minimal forfaitaire défini conventionnellement pour les zones à très faible sismicité (Dampierre, Belleville, Saint-Laurent) ;
- une réévaluation dans les hautes fréquences des séismes réglementaires, fréquences qui en général ont peu d'impact sur le dimensionnement des bâtiments et des ouvrages car se situant au-delà de leur fréquence d'intérêt.

L'ASN considère qu'il s'agit de dépassements pour lesquels la mise en œuvre de modifications et de renforcements permet de restaurer les marges (l'objectif d'une réévaluation étant notamment de définir les modifications à mettre en œuvre pour se conformer à des exigences réévaluées). En complément, lorsque le référentiel applicable n'est pas encore la RFS 2001-01, EDF a d'ores et déjà conduit les études en préparation des prochaines visites décennales sur la base de ce référentiel, afin de définir et de mettre en place les renforcements et modifications nécessaires.

Les marges entre le séisme de dimensionnement de l'îlot nucléaire et les ouvrages de site ne sont pas identiques, dans la mesure où les ouvrages de site ont été dimensionnés sur la base de séismes normés sur les caractéristiques sismiques locales.

La robustesse des ouvrages de génie civil participant à la prévention de la perte de source froide (notamment station de pompage et réseaux) ou d'alimentations électriques (notamment locaux électriques et locaux diesels) devra être analysée par EDF dans le cadre de l'étude que l'ASN lui demandera sur la prise en compte des situations H 1 ou H 3 de site durables (voir § 5).

Il est important de noter que la mise à jour des SMS de site ne constitue que l'un des volets des réexamens de sûreté pour le domaine sismique. En effet, le développement des méthodes et des moyens de calcul utilisés par le génie parasismique a permis d'affiner l'évaluation de la tenue sismique des bâtiments et des équipements. Ainsi, des renforcements peuvent être décidés, non seulement sur la base d'une réévaluation de l'aléa, qui est une donnée d'entrée pour le calcul des structures et des équipements, mais aussi, sur la base de l'évolution du génie parasismique. Ainsi, les modifications sismiques mise en place dans le cadre de la VD 3 de Fessenheim, ne sont pas dues à une réévaluation de l'aléa sismique mais à l'utilisation de nouvelles méthodes de calcul.

Le REX sismique (nucléaire et non nucléaire) et les études de robustesse des dispositions constructives constituent aussi des sources d'évaluation de la conformité sismique.

En complément du dimensionnement initial de l'installation au séisme, l'ASN a prescrit, dans le cadre des deuxièmes et troisièmes visites décennales des réacteurs, des demandes spécifiques pour la prise en compte de l'évolution des référentiels et des connaissances scientifiques dans le domaine de l'aléa et de la justification parasismique.

L'ASN considère que les démarches de réévaluation sismique menées depuis la conception des tranches, sur la base des aléas réévalués et des évolutions des méthodes de justification parasismique ont été réalisées selon un processus satisfaisant.

L'ASN note la conformité des réacteurs à ce référentiel, sous réserve de la mise en place des renforcements et des modifications identifiés dont la réalisation est prévue dans le cadre des visites décennales.

2.1.2 Dispositions visant à protéger les installations vis-à-vis du séisme pour lequel elles sont dimensionnées

Identification des systèmes, structures et composants (SSC) dont la disponibilité est requise après un séisme

La centrale doit être dimensionnée pour être ramenée et maintenue dans des conditions d'arrêt sûr, après un séisme correspondant au SMS.

L'exploitant doit démontrer qu'il remplit les trois objectifs de sûreté :

- maîtrise de la réactivité (dont la fonction d'arrêt sûr) ;
- évacuation de la puissance résiduelle ;
- confinement des matières radioactives.

Ces objectifs sont portés par des matériels, des systèmes et des structures à qui sont attribuées des exigences de comportement (intégrité, capacité fonctionnelle, opérabilité) :

- l'intégrité : s'applique aux enveloppes des capacités sous pression ayant un rôle de sûreté ; elle vise à maintenir la capacité de confinement ;
- la capacité fonctionnelle : vise à maintenir la fonction d'un système pour une durée de mission définie dans le rapport de sûreté ;
- l'opérabilité : vise à assurer le bon fonctionnement des parties mobiles et des mécanismes pour l'accomplissement des fonctions de sûreté de ces matériels et le fonctionnement nominal des actionneurs et des systèmes de commande.

Lors de la conception, les équipements, systèmes ou structures nécessaires à la démonstration de sûreté sont classés dans une liste d'éléments importants pour la sûreté. En fonction de leur rôle pour la sûreté, ces matériels sont répartis dans des classes de sûreté qui comportent des exigences de classement sismique définies par la réglementation ou des règles fondamentales de sûreté (RFS IV.1.a du 21 décembre 1984 relative au classement de certains matériels mécaniques, RFS IV.1.b relative à la conception et au classement des matériels électriques classés de sûreté...).

Ces éléments sont conçus pour répondre à leur fonction dans l'ensemble des situations de fonctionnement de la centrale (normal, transitoire, incidentel et accidentel). Les exigences de comportement sont déterminées par le rôle que doivent jouer ces matériels, systèmes ou structures dans les différentes situations de fonctionnement.

Le classement sismique requiert une justification soit par le calcul, soit par essai sur table vibrante, ou au cas par cas par analyse.

Les exigences de conception qui en découlent sont proportionnées à leur classement de sûreté. Pour le circuit primaire principal elles sont définies par l'arrêté du 26 février 1974⁷ et par la RFS II.3.8⁸ pour le circuit secondaire principal, pour les réacteurs du parc. Pour les matériels mécaniques de niveau 2 et 3 les exigences et les critères de conception sont définis par la RFS IV.2.a du 21 décembre 1984 relative aux exigences à prendre en compte dans la conception des matériels mécaniques classés de sûreté, véhiculant ou contenant un fluide sous pression et classés de niveau 2 ou 3. Pour les matériels électriques les exigences sont définies dans la RFS IV.1.b du 31 juillet 1985 relative à la conception et au classement des matériels électriques classés de sûreté.

La RFS V.2.g⁹ définit des méthodes acceptables pour déterminer l'ensemble des mouvements auxquels sont soumis les structures et ouvrages de génie civil «classés sismiques», à partir des mouvements sismiques pris en compte, ainsi que les niveaux de sollicitations qui leur correspondent afin de permettre le dimensionnement et la vérification :

- de la résistance au génie civil de ces ouvrages soumis aux sollicitations résultant des séismes et d'autres actions combinées avec les séismes ;
- du bon comportement des matériels de l'installation.

A la suite de l'adoption de la nouvelle règle fondamentale de sûreté RFS 2001-01 relative à la détermination du risque sismique pour les installations nucléaires de base de surface en remplacement de la RFS I.2.c datant de 1981, la RFS V.2.g a été révisée pour tenir compte de l'évolution des connaissances en génie parasismique (par exemple : développement d'analyses dynamiques sur des modèles tridimensionnels détaillés, amélioration des connaissances du comportement des sols et de l'interaction sol/structure, développement des calculs temporels sur des modèles élaborés, prise en compte des phénomènes non linéaires, qu'ils soient d'origine géométrique ou rhéologique) et assurer la cohérence avec la RFS 2001-01. Ces dispositions sont reprises dans le guide ASN 2-01¹⁰.

A titre d'exemple, les modifications sismiques mise en place dans le cadre de la VD3 de Fessenheim, ne sont pas dues à une réévaluation de l'aléa sismique mais à l'utilisation de nouvelles méthodes de calcul.

Dans ses rapports ECS, EDF rappelle qu'il se fixe des exigences de classement sismique pour :

- les matériels IPS (définis au dimensionnement) et certains matériels non IPS, au cas par cas ;
- les mesures SPA (surveillance post-accidentelle) ;
- certains matériels nécessaires à la sectorisation de sûreté ;
- les matériels en limite de circuit classé sismique et nécessaires pour assurer l'isolement entre une partie classée sismique et une partie non classée sismique ;
- les matériels contenant des matières radioactives et dont la fuite pourrait conduire à des rejets importants.

Les matériels pouvant dans leur chute conduire à la perte d'un matériel IPS classé sismique, font l'objet de vérification vis-à-vis du séisme (voir § les effets indirects du séisme).

⁷ Arrêté du 26 février 1974 relatif au circuit primaire principal (CPP) des réacteurs à eau sous pression (REP)

⁸ RFS II.3.8 du 8 juin 1990 relative à la construction et exploitation du circuit secondaire principal tous paliers 900 et 1300 MWe

⁹ RFS V.2.g du 31 décembre 1985 relative aux calculs sismiques des ouvrages de génie civil

¹⁰ Guide ASN 2-01 du 26 mai 2006 sur la prise en compte du risque sismique à la conception des ouvrages de génie civil des installations nucléaires de base

Sur le palier CP0 environ 5 600 matériels sont classés sismiques. Sur le palier CPY, environ 5 200 matériels sont classés sismiques. Sur le palier 1 300 MW, environ 8 500 matériels sont classés sismiques. Sur le palier N4 environ 9 200 matériels sont classés sismiques.

L'ASN considère que l'application de ce référentiel par EDF est satisfaisante.

Principales dispositions d'exploitation

Principe de conduite en cas de séisme :

Afin d'être en mesure de prendre rapidement les dispositions adéquates pour ramener et maintenir les tranches de la centrale dans l'état de repli considéré pour chacune d'elles comme le plus sûr, ou pour en poursuivre l'exploitation, la RFS I.3.b préconise la mise en place d'une instrumentation sismique pour les réacteurs à eau pressurisée.

La conduite à tenir est alors fonction du niveau de séisme par rapport au Demi-Spectre de Dimensionnement (DSD : spectre correspondant à un séisme ne devant pas modifier le comportement de l'installation vis-à-vis d'un SMS survenant ultérieurement, et dont le spectre est la moitié du DSD).

- si le seuil DSD n'est pas dépassé, chaque tranche peut poursuivre l'exploitation en effectuant en parallèle une inspection visuelle des structures et des matériels.
- si le seuil DSD est dépassé, les tranches doivent rejoindre l'état de repli considéré pour chaque tranche comme le plus sûr. La reprise de l'exploitation ne peut être engagée qu'après accord de l'ASN.

L'exploitation de cette instrumentation sismique a fait l'objet d'une série d'inspections ciblées de la part de l'ASN en 2011 (voir § 1 du présent chapitre).

L'ASN a relevé lors de ces inspections ciblées, pour certains sites, des non conformités de l'instrumentation sismique à la RFS I.3.b, des difficultés d'interprétation par les opérateurs des mesures de cette instrumentation, des imprécisions dans les procédures de repli des réacteurs. Ces écarts peuvent retarder le repli des réacteurs prescrit par la RFS I.3.b, voire ne pas amener à prendre cette décision. En outre, le référentiel d'inspection à la suite de la survenue du DSD défini par la RFS I.3.b, nécessaire à la remise en service des réacteurs du site, n'est pas clairement défini. **L'ASN prescrira à EDF de réaliser une vérification de la conformité de ses installations vis-à-vis de la RFS I.3.b.**

En outre, bien que certaines formations aient eu lieu, les exercices déclenchés par l'ASN lors des inspections ont montré que, sur la plupart des sites, les opérateurs ont des difficultés pour exploiter les données issues de l'instrumentation sismique, ce qui pourrait retarder le repli des réacteurs voire ne pas prendre cette décision. **L'ASN prescrira à EDF de définir et faire suivre un programme de formation des équipes de conduite permettant de renforcer leur préparation en cas de séisme.**

En outre, **l'ASN prescrira à EDF d'étudier les avantages et les inconvénients liés à la mise en place d'un arrêt automatique de ses réacteurs sur sollicitation sismique, permettant de replier le réacteur dans l'état le plus sûr, en cas de dépassement du niveau de séisme correspondant au spectre d'amplitude moitié du spectre de dimensionnement, adapté à chaque site.**

Protection contre les effets indirects du séisme

Mise en défaut de SSC, démarche « séisme événement »

En complément de la tenue sismique, au séisme de dimensionnement, des matériels IPS nécessaires en cas de séisme la démarche de sûreté a été complétée par l'application d'une démarche appelée « séisme événement » qui a pour objectif de prévenir l'agression d'un matériel nécessaire en cas de séisme par un matériel ou une structure non classée au séisme. Cette démarche est mise en œuvre dans le cadre des visites décennales. Ne sont considérées que les agressions mécaniques directes ou aspersions directes sur des matériels mécaniques ou électromécaniques.

Les hypothèses prises en compte par EDF dans la démarche sont les suivantes :

- les matériels non calculés au séisme peuvent être défaillants et sont donc des agresseurs potentiels ;
- un matériel classé au séisme ne doit pas voir sa fonction ou son intégrité mise en cause par une rupture de matériel non classé séisme ;
- il n'est pas postulé de concomitance d'un séisme et :
 - d'une condition incidentelle ou accidentelle indépendante ;
 - d'une agression interne indépendante (par exemple incendie) ;
 - d'une autre agression externe indépendante.

L'examen des agressions possibles par des matériels non classés sismiques sur des matériels classés sismiques doit être réalisé :

- en considérant les agresseurs potentiels présentant un risque effectif par rapport à la cible ;
- en vérifiant qu'aucun des matériels assurant les fonctions de sauvegarde, de protection du réacteur et leurs fonctions support n'est mis en cause.

Sont recensés comme agresseurs potentiels, notamment, les structures et matériels (d'une masse supérieure à 10 kg) non calculés au séisme (charges non fixées, engins de manutention non arrimés, armoires, ventilateurs, structures de génie civil, réservoirs, gros équipements de petites tuyauteries, matériels cheminant dans les locaux, faux plafonds, tuyauteries de diamètre supérieur à 50 mm...).

L'approche séisme événement a été étendue à l'agression potentielle des bâtiments de l'îlot nucléaire par la salle des machines.

Lorsque l'analyse conduit à la nécessité d'une protection, les dispositions peuvent être :

- déplacement de la cible ou de l'agresseur ;
- mise en place de renforcements pour assurer la tenue au séisme de l'agresseur ;
- mise en place d'une protection de la cible ;
- justification de la tenue de la cible sous les effets de l'agresseur par analyse ou par essais ;
- modification des conditions d'exploitation des matériels.

La mise en œuvre de cette démarche est une demande de l'ASN dans le cadre des visites décennales (à partir de la VD 2 900 MWe). La démarche comporte deux volets, un volet national, qui peut conduire à réaliser des modifications sur un palier, et un volet local.

L'ASN a relevé, dans le cadre de ses inspections, la difficulté de l'exploitant pour maintenir au quotidien sur certains sites, une prise en compte optimale de cette exigence, en particulier dans le cadre d'opérations de maintenance, la conduite de chantiers, l'utilisation d'échafaudages et pour l'utilisation et la conservation de moyens de manutention. **C'est pourquoi l'ASN prescrira à EDF de s'assurer sur chaque site de l'effectivité et de l'efficacité de la mise en œuvre de la démarche « séisme événement ».**

Perte des alimentations électriques externes :

La démonstration de sûreté des REP étudie la survenue simultanée d'un séisme important et de la perte des alimentations électriques externes, dans la mesure où celles-ci ne sont pas prévues pour résister à un séisme important.

En parallèle, EDF a introduit le « cumul MDTE » qui simule les conséquences d'un séisme lors d'un transitoire accidentel. Ainsi figurent dans le rapport de sûreté le cumul des incidents et accidents avec un MDTE : ces transitoires ne sont gérés qu'au travers de matériels classés au séisme.

La perte totale des alimentations électriques (situation H3) d'une seule tranche du site est prise en compte dans le référentiel de sûreté. Elle résulte de la perte des alimentations électriques externes associée à l'impossibilité de réalimentation des tableaux secourus par les groupes électrogènes de secours de chaque tranche. Ces sources de secours sont constituées par des groupes électrogènes diesel autonomes et fonctionnellement indépendants. En cas d'échec du démarrage ou du raccordement de ces groupes électrogènes diesels de tranche, il est possible de raccorder un groupe d'ultime secours de site ou un groupe électrogène diesel d'une tranche voisine.

Il n'existe qu'un seul groupe d'ultime secours par site qui n'est pas dimensionné au séisme. En cas de mode commun qui affecterait l'ensemble des diesels de secours du site, une seule des tranches du site pourrait être secourue. En cas de séisme, la disponibilité de ce groupe d'ultime secours n'est pas garantie. L'ASN constate ici un point de faiblesse vis-à-vis de la capacité des installations à faire face à une situation H3 de site, en particulier si elle est induite par un séisme. L'ASN prend note des mesures envisagées par EDF pour améliorer la robustesse des installations vis-à-vis de ces situations qui consistent notamment à rendre robustes au séisme les dispositions complémentaires définies vis-à-vis de la situation H3 de site. Ces éléments sont également développés dans le § 5.

L'ASN considère que les objectifs de renforcement proposés par EDF sont satisfaisants. Dans ce cadre, l'ASN prescrira à EDF d'augmenter l'autonomie de ses batteries et compléter le secours électrique par des diesels d'ultime secours, affectés à chacun des réacteurs, qui devront faire partie du noyau dur (voir § 8) et devront donc résister à des niveaux de séisme significativement plus élevés que le séisme de dimensionnement.

Conditions d'accès du site après un séisme :

En cas de désordres majeurs des voiries et ouvrages d'art, l'organisation de crise fait appel aux pouvoirs publics qui, en complément du déclenchement éventuel du plan particulier d'intervention (PPI), mettent en œuvre des dispositions spécifiques. Ces dispositions permettent notamment de faire intervenir le personnel d'astreinte.

Les systèmes de sauvegarde de la centrale nécessitant un réapprovisionnement externe (fioul, huile...) disposent d'une autonomie de plusieurs jours, qui est variable en fonction des systèmes et est décrite dans le rapport de sûreté.

L'ASN constate qu'EDF n'a pas démontré l'autonomie du site pour une durée de 15 jours (durée prise en compte par EDF pour retrouver les alimentations électriques externes) en toutes circonstances, notamment après un séisme ou une inondation engendrant un isolement du site (ces éléments sont détaillés dans le § 5 du présent rapport).

L'ASN demandera à EDF de fiabiliser les stocks sur site de fioul et d'huile ainsi que leur réapprovisionnement en toute circonstance afin d'assurer une autonomie d'au moins 15 jours.

Risque incendie induit par un séisme :

Les bâtiments disposent de sectorisations pour se prémunir de la propagation d'un incendie ; ces sectorisations comportent une exigence de tenue sismique.

Les bâtiments et locaux abritant des équipements IPS font l'objet de dispositions générales d'installation des matériels pour se prémunir de la perte de fonction de sûreté en cas d'incendie (en particulier, les systèmes redondants ne sont pas implantés dans les mêmes secteurs, l'implantation des câbles fait l'objet de séparation géographique lorsque cela est possible...).

Les systèmes de lutte contre l'incendie font l'objet d'exigences de tenue sismique, et leur isolement des parties non classées est assuré par des organes d'isolement classés sismiques.

Toutefois :

- les dispositifs de sectorisation, de détection d'incendie, ainsi que les systèmes d'extinction fixes sont dimensionnés au demi-séisme de dimensionnement pour les paliers 900 MW et 1300 MW ;
- le REX fait état de départ de feu en situation de fonctionnement normal, sur des matériels IPS ;
- la détection incendie et les moyens fixes d'extinction ne sont pas secourus électriquement par des matériels qualifiés au séisme ;
- la qualification sismique de la détection n'est acquise que pour les matériels mis en place dans le cadre de l'étude des accidents de référence du rapport de sûreté.

L'ASN prescrira à EDF de renforcer la sectorisation incendie, la détection d'incendie et les systèmes d'extinction fixe, pour tenir à un SMS, et secourir électriquement les systèmes de détection et de commande du système de protection contre l'incendie, par des matériels qualifiés au séisme.

Risque explosion induite par un séisme :

La déclinaison de l'exigence de dimensionnement au SMS des circuits hydrogénés et la prise en compte de la démarche « séisme événement » pour les lignes véhiculant de l'hydrogène, situées dans l'îlot nucléaire, est en cours sur le palier N4 et est prévue :

- entre 2009 et 2019 sur les réacteurs de 900 MWe ;
- entre 2015 et 2023 sur les réacteurs du palier 1300 MWe.

L'ASN demandera à EDF d'accélérer la déclinaison de l'exigence de dimensionnement au SMS des circuits hydrogénés et la mise en œuvre de la démarche « séisme événement » pour les lignes véhiculant de l'hydrogène.

Les détecteurs de présence d'hydrogène et les vannes de sectionnement situées hors BR n'ont pas d'exigences de tenue vis-à-vis du séisme. **L'ASN demandera à EDF de garantir la tenue au SMS de ces matériels et de compléter les référentiels à venir.**

L'ASN considère que la maîtrise du risque explosion, pour ces lignes, repose, en complément, sur la bonne application d'un programme de maintenance et l'absence d'écarts de conformité.

2.1.3 Conformité des installations au référentiel actuel

La conformité des installations nucléaires aux exigences de sûreté qui leur sont applicables est une composante essentielle de leur sûreté et de leur robustesse vis-à-vis des initiateurs d'accidents ou des agressions. Pour l'ASN, cette conformité doit être maîtrisée de manière pérenne et s'appuyer sur des processus de recherche systématique des écarts éventuels, qui doivent faire l'objet de traitements adaptés aux enjeux de sûreté. Ainsi, la détection, la déclaration et le traitement des non-conformités font-elles, d'ores et déjà, l'objet d'exigences de l'ASN définies dans l'arrêté du 10 août 1984¹¹ et dans les règles générales d'exploitation des centrales nucléaires qui précisent par exemple les délais de mise à l'arrêt des réacteurs en fonction de l'importance des écarts. Ces écarts peuvent résulter d'erreurs issues de la conception initiale, de la construction, des modifications réalisées au cours de l'exploitation ou lors des opérations de maintenance, mais aussi de réévaluations du référentiel de sûreté exigées par l'ASN lors des réexamens de sûreté. Ils peuvent par exemple concerner des matériels dont la tenue au séisme auquel les installations doivent faire face n'est pas garantie.

Organisation générale d'EDF pour garantir la conformité

L'examen de conformité sismique des matériels, mené par l'exploitant et contrôlé par l'ASN, comporte plusieurs volets complémentaires :

- la détection d'écarts de conformité, notamment dans le cadre de la maintenance et des essais périodiques programmés,
- l'examen de conformité des tranches (ECOT) et le programme d'investigation complémentaire (PIC), réalisé dans le cadre des réexamens de sûreté,
- la prise en compte du REX international,
- la mise en œuvre d'études ou d'inspections spécifiques dédiées à l'évaluation la robustesse sismique des installations (diagnostic de robustesse, mise en œuvre de la méthode SMA...).

¹¹ Arrêté du 10 août 1984 relatif à la qualité de la conception, de la construction et de l'exploitation des installations nucléaires de base.

La base de cet examen est composée des référentiels mis à jour, tant pour l'aléa que pour la justification de la tenue au séisme des matériels et structures.

L'évaluation de conformité des matériels et structures permet une ré-interrogation régulière, basée sur des contrôles et études spécifiques, sur l'adéquation de leur conception initiale. L'ASN considère cette organisation pertinente.

Traitement des écarts de conformité vis-à-vis du séisme :

Les matériels classés au séisme font l'objet de maintenance conformément aux programmes de maintenance, de même que les ancrages et les supportages.

Les principaux écarts de conformité détectés et en cours de traitement portent sur :

- le freinage de la visserie de certains robinets,
- la fissuration de relais électriques ou de leur embase,
- le défaut de fixation de certaines cartes électronique,
- le défaut de qualification de capteurs,
- l'excès de lubrifiant sur les contacts de certains relais,
- le défaut de tenue de lignes, d'échangeurs, de passerelles, ou de tours d'accès.

Tous ces écarts ne sont pas présents simultanément sur l'ensemble des réacteurs.

De même, deux anomalies d'étude sont en cours de traitement :

- suffisance des réserves ASG pour gérer le Manque de tension électrique externe (MDTE) ;
- modélisation de la physique des écoulements hydrauliques sous le du dôme de la cuve (ce qui a un impact sur la définition des délais de repli de la tranche en situation de perte des alimentations électriques).

Ces écarts ont fait l'objet de la déclaration d'événements significatifs et sont traités dans ce cadre sous le contrôle de l'ASN.

Examens de conformité à l'occasion des réexamens décennaux de sûreté :

Le réexamen de sûreté mené par EDF est l'occasion d'une part d'examiner en profondeur la situation de l'installation afin de vérifier qu'elle respecte bien l'ensemble des règles qui lui sont applicables (examen de conformité) et d'autre part d'améliorer son niveau de sûreté (réévaluation de sûreté) en comparant notamment les exigences applicables à celles en vigueur pour des installations présentant des objectifs et des pratiques de sûreté plus récents et en prenant en compte l'évolution des connaissances ainsi que le retour d'expérience national et international.

L'examen de conformité consiste plus précisément en la comparaison de l'état de l'installation au référentiel de sûreté et à la réglementation applicables, comprenant notamment son décret d'autorisation de création et l'ensemble des prescriptions de l'ASN. Cet examen de conformité vise à s'assurer que les évolutions de l'installation et de son exploitation, dues à des modifications ou à son vieillissement, respectent l'ensemble des règles qui lui sont applicables. Cet examen décennal ne dispense cependant pas l'exploitant de son obligation permanente de garantir la conformité de son installation.

En complément l'exploitant met en œuvre un programme d'investigation complémentaire qui vise à conforter les hypothèses retenues concernant l'absence de dégradation dans certaines zones réputées non sensibles et donc non couvertes par un programme de maintenance préventive. Les contrôles menés au titre du programme d'investigation complémentaire sont effectués par sondage et diffèrent d'un réacteur à l'autre afin de couvrir l'ensemble des domaines concernés par la maintenance.

Dans le cadre de la réévaluation du niveau de sûreté, la conformité des matériels, structures et composants, fait l'objet de vérification de leur tenue au séisme, au niveau du référentiel réévalué.

La détection d'un écart relatif à la tenue sismique dans le cadre des visites décennales fait le cas échéant l'objet de la déclaration d'un événement significatif, et est traité dans ce cadre sous le contrôle de l'ASN.

Prise en compte du REX international :

EDF a pris en compte dans sa démarche une partie du REX issu du séisme de juillet 2007 à la centrale japonaise de Kashiwasaki-Kariwa, notamment par la définition du périmètre des inspections sismiques qu'il a réalisées et par l'étude des conséquences de l'incendie d'un transformateur.

A la suite de l'accident de Fukushima, EDF a réalisé une première série de revues de terrain sur l'ensemble de ses sites qui englobait le séisme (revue de fiabilité spécifique : SOER 2011-2 de Wano). Quelques constats ont été relevés, mais aucun ne remet en cause la fiabilité des systèmes.

L'ASN considère que le processus de recherche d'écarts dans le cadre du fonctionnement normal, de la maintenance, des examens de conformité, des réévaluations de sûreté, dans le cadre d'études complémentaires (démarche séisme-événement, inspections spécifiques séisme, etc.) et dans le cadre des inspections conduites à la suite de l'accident de Fukushima est satisfaisant.

Les écarts recensés dans le cadre des ECS ne remettent pas directement en cause la sûreté des installations concernées mais ils peuvent constituer, notamment s'ils se cumulent, des facteurs de fragilisation des installations. **L'ASN va donc imposer à EDF de renforcer la détection et le traitement des non conformités. En particulier, l'ASN va proposer que les exigences réglementaires sur ce thème soient renforcées au travers du projet d'arrêté fixant les règles générales relatives aux installations nucléaires de base, notamment pour ce qui concerne l'appréciation de l'impact cumulé des différents écarts éventuellement présents sur une installation. Ces exigences seront renforcées via des prescriptions de l'ASN.**

Mise en œuvre de moyens mobiles après séisme de dimensionnement.

Les procédures mises en œuvre après un séisme ne nécessitent pas l'utilisation de moyens mobiles jusqu'au séisme de dimensionnement. La question relative à la réalimentation en produits consommables (fioul, huile...) est traitée dans le paragraphe sur l'accessibilité du site après séisme.

2.2 Évaluation des marges de sûreté

Dans le cadre des évaluations complémentaires de sûreté, l'ASN a demandé à EDF :

- sur la base des informations disponibles, de donner une évaluation du niveau de séisme au-delà duquel la perte des fonctions fondamentales de sûreté ou l'endommagement du combustible (en cuve ou en piscine), devient inévitable,
- d'identifier les points faibles et les effets falaises, en fonction de l'ampleur du séisme
- de proposer des mesures pour prévenir ces effets falaises et renforcer la robustesse de l'installation.

EDF a, sur la base d'une analyse réalisée dans des délais courts, effectué une revue des marges concernant la tenue au séisme des structures et matériels importants pour la sûreté, afin de déterminer le niveau d'accélération pour lequel l'installation présente, avec un haut niveau de confiance, une très faible probabilité de défaillance.

EDF a complété son étude globale par l'étude de matériels susceptibles de présenter des discontinuités de comportement sur la base d'une analyse réalisée dans des délais courts et a proposé le cas échéant des modifications ou des renforcements.

Enfin, EDF a procédé à l'inspection sismique d'un échantillon de matériels nécessaires pour conduire la tranche en situation de perte totale des alimentations électriques internes et externes, classés ou non au séisme, sur l'ensemble du parc en exploitation.

Dans son étude de marge globale, EDF identifie trois sources de marges :

- des marges entre le SMHV et le SMS et entre le SMS et le SDD ;
- la réponse de la structure ;
- les critères de dimensionnement des structures et des équipements.

Marge sur le chargement sismique :

EDF indique que l'utilisation d'un spectre de palier, pour l'ensemble des réacteurs d'une même série comme spectre de dimensionnement, constitue une démarche enveloppe dans la mesure où ce spectre est à large bande et a été conçu pour couvrir les caractéristiques de l'ensemble des sites. Il conduit donc à considérer dans les gammes de fréquences des structures, des niveaux d'accélération supérieurs à ceux qui seraient transférés aux structures dans le cas d'un spectre d'un SMS de site.

EDF propose pour chaque site un tableau de facteur de marge entre le SMS réévalué de site et le SDD entre 1 et 6 ou 10 Hz (car il s'agit de la fréquence d'intérêt pour les structures). Il considère comme une pénalisation forfaitaire la prise en compte du reste du signal sismique non filtré.

EDF retient des valeurs de marge comprise entre 1 et 1,7 selon les sites et les bâtiments considérés.

Marge sur la réponse de la structure :

EDF fait état d'une atténuation sur les structures du signal mesuré en champ libre, du fait de leur enfoncement important, de l'interaction entre le sol et les structures et d'effets inertiels pris en compte de manière conservatrice dans les modélisations.

Marge sur les critères de dimensionnement des structures et équipements :

EDF indique que la conception des installations et leur construction sont réalisées sur la base de méthodes codifiées ou normalisées, et que ces codes ou normes comportent des conservatismes importants dans la mesure où les règles de conception restent dans des domaines élastiques linéaires, pour une fraction du domaine élastique.

En complément, et de manière régulière EDF réalise des actions d'étude et de R&D dans des cadres multipartites pour caractériser le comportement de structures dans les domaines post élastiques. Dans le cadre de ses projets vieillissement et du projet « durée de fonctionnement », EDF réalise des actions de R&D sur les critères de conformité et les marges implicites valorisables. En complément, EDF a procédé ou participé à des essais destructifs de composants et structures comportant des défauts pour étudier les marges et la phénoménologie de mécanismes de ruine.

Selon EDF, le REX sismique (pour les lignes souples et chemins de câbles légers) ou les essais sur tables vibrantes (matériels ou maquettes de structures) ou d'arrachement pour les ancrages montrent des marges importantes.

EDF a porté son attention, en particulier, sur le comportement :

- des gros composants,
- des réservoirs à fond plats,
- des tuyauteries,
- des supportages,
- des gaines de ventilations,
- des armoires de relaying et les panneaux de contrôle commande,
- des chemins de câbles.

Les facteurs de marge identifiés par EDF sont supérieurs à 2, sauf pour les bâches et les armoires de relaying et de contrôle commande (où la résistance est acquise mais pas la fonctionnalité sous séisme au-delà du séisme de dimensionnement).

Dans tous les cas il existe des marges par rapport au séisme de dimensionnement.

Mise en œuvre d'études ou d'inspections spécifiques dédiées à évaluer la robustesse sismique des installations :

L'exploitant a réalisé, pour le site de Tricastin et à des fins d'appropriation de la méthode, une étude dite SMA (Seismic Margin Evaluation).

Cette méthode, élaborée par les électriciens américains et leur autorité de sûreté, vise à étudier la robustesse de l'installation vis-à-vis d'un séisme supérieur au séisme de dimensionnement.

Cette étude porte sur l'étude déterministe de la tenue des matériels, systèmes et structures, nécessaires au repli de la tranche dans un état sûr, en considérant forfaitairement une petite brèche primaire et un Manque De Tension Externe.

Elle est réalisée avec des hypothèses différentes du rapport de sûreté (séisme au-delà du dimensionnement, critères de conformité basés sur un comportement « moyen » des matériels).

Cette méthode, en complément des études, intègre un récolement sur le terrain de l'état réel des matériels, systèmes et structures, nécessaires au repli du réacteur (conception, qualification, ancrage, fondation...).

Ce type de visite permet aussi d'identifier les points dont l'amélioration contribuerait au renforcement de la robustesse (mise en place de dispositions constructives, de protections, de déplacements de matériels...).

Elle constitue une revue différente mais complémentaire de l'approche de vérification de conformité des matériels au séisme de dimensionnement.

Pour ce qui concerne le site du Tricastin, l'étude montre la robustesse de l'installation et le caractère conservatif des pratiques d'ingénierie utilisées à la construction, qui sont homogènes sur l'ensemble du parc.

Outre la recherche de marge pour un aléa supérieur, un intérêt de ce type d'étude repose dans le récolement de l'état réel des matériels et la mise en œuvre de bonnes pratiques en complément du référentiel de conformité.

Un autre intérêt réside dans le fait que ce type de méthode permet, sur la base d'hypothèses, de méthodes et de critères différents mais cohérents avec ceux retenus à la conception, de vérifier l'atteinte de tout ou partie de l'objectif de sûreté.

Dans le cadre du traitement d'un écart de conformité sur les bâches PTR¹² de Bugey, EDF avait réalisé une étude de robustesse CP0 présentant des similitudes avec la démarche SMA. A la suite de ces études, des écarts de conception d'ancrages ont été détectés et ont fait l'objet d'actions correctives appropriées. Ceci confirme l'intérêt de ces méthodes.

L'ASN considère que la mise en œuvre d'études de type SMA, au titre de la vérification, sur les réacteurs du parc français, présente un intérêt et estime que le développement de méthodes de revues de matériels, systèmes et structures, afin de mettre en œuvre les bonnes pratiques issues de ces études ou du retour d'expérience devra être généralisé. L'ASN demandera à EDF d'inclure cette thématique dans les prochains réexamens de sûreté des réacteurs.

En complément de l'approche SMA, dans le cadre du réexamen de sûreté 1300 MW, EDF a proposé à titre expérimental une EPS sismique pour le site de Saint Alban.

Ce sujet est aujourd'hui en cours d'instruction et ne peut être valorisé dans le cadre des études complémentaires de sûreté.

Inspections sismiques d'EDF sur les matériels nécessaires à la conduite des réacteurs en situation de perte totale des alimentations électriques externes et internes au-delà du séisme de dimensionnement.

EDF a procédé à l'étude du comportement sismique (fonctionnalité assurée, ancrages satisfaisants, absence d'interactions avec des matériels et structures proches) des principaux matériels non classés sismiques et nécessaires dans cette situation.

EDF a identifié une insuffisance sur les bâches SER¹³ et PTR, les robinets CRF¹⁴ de certains sites, certaines armoires électriques et quelques interactions à prendre en compte. EDF indique dans ses rapports qu'il va engager des études pour renforcer la robustesse de ces matériels. En outre, quelques

¹² PTR : système de traitement et réfrigération des eaux de piscines et du réacteur. La bache PTR sert de réservoir pour le circuit RIS

¹³ SER : système de distribution d'eau déminéralisée conventionnelle

¹⁴ CRF : circuit d'eau brute

matériels nécessitent une étude particulière et le cas échéant des modifications (soupapes de certains ballons SAR¹⁵...).

De ces inspections, EDF retient les points de vigilance et dispositions d'amélioration complémentaires suivantes pour un aléa au-delà du séisme de dimensionnement :

- matériels électriques : Certains matériels ne sont pas qualifiés au séisme ou, s'ils le sont, leur comportement fonctionnel au-delà du SDD n'est pas garanti. EDF va donc identifier les matériels nécessaires à la conduite des situations de perte de source froide, de perte des sources électriques, d'accidents graves et nécessaires à l'appoint des piscines de combustible et proposer un programme d'action pour les rendre robustes.
- joints inter-bâtiments : Certains joints inter-bâtiments sont remplis par des matériaux du type polystyrène expansé, ce qui ne correspond plus à la pratique actuelle en matière de génie parasismique. Une grande partie de ces matériaux est déposée lors des visites décennales ; pour celle qui subsiste, une étude d'impact de l'interaction entre bâtiments à 1,5 SMS sera réalisée.
- dispositif d'éventage-filtration de l'enceinte en cas d'accident grave : aujourd'hui ces matériels ne disposent pas d'exigence de tenue au séisme. EDF engage une analyse complémentaire pour évaluer la tenue au séisme de cet équipement.
- EDF va étudier les dispositions complémentaires nécessaires pour assurer le repli des tranches en cas de manque de tension externe induit par un séisme au-delà du dimensionnement (ce qui nécessite d'étudier le caractère suffisant de l'inventaire en eau du système de secours des générateurs de vapeur et la vitesse de raccordement au circuit de refroidissement à l'arrêt).
- EDF envisage d'accélérer la remise en conformité du tronçon RRI non-conforme au séisme.

Conclusion d'EDF concernant les marges sismiques

Sur la base de l'ensemble des marges étudiées (chargement sismique, réponse de la structure, critères de dimensionnement des structures et des équipements), et des inspections sismiques qu'elle a conduites, EDF conclut que les capacités sismiques de l'enceinte de confinement, ainsi que des structures et matériels dont la défaillance conduirait à la remise en cause des fonctions de sûreté, sont supérieures à 1,5 fois le spectre correspondant au SMS. EDF estime que ce niveau va très largement au-delà du contexte sismique des sites, jusqu'à des valeurs d'aléa non plausibles pour ces sites.

Position de l'ASN :

Dans le cadre de son étude, l'exploitant n'a pas identifié le niveau de séisme conduisant à la perte progressive des différentes fonctions fondamentales de sûreté sur la base d'un aléa augmenté progressivement au-delà du SDD.

EDF a étudié les conséquences d'un séisme d'une valeur de 1,5 fois le SMS, qu'elle juge non plausible, ce qui lui a permis, dans le délai imparti, d'utiliser les méthodes de vérification sismique conformes aux règles de l'art industriel et ne nécessitant pas d'actions d'études ou de recherche longues.

L'ASN considère que, dans le délai imparti, le principe de l'étude des conséquences d'un séisme significativement au-delà du séisme de dimensionnement permet de conduire des études de robustesse et d'identification des points les plus fragiles au-delà du séisme de dimensionnement.

L'ASN considère que la réalisation par EDF d'inspections ciblées sur le comportement sismique des matériels pour un niveau d'aléa supérieur à celui retenu à la conception, ainsi que l'engagement d'EDF à réaliser une revue du comportement sismique des matériels nécessaires dans les situations de perte de la source froide ou de perte des alimentations électriques sont satisfaisants.

¹⁵ SAR : Circuit d'alimentation en air de régulation.

L'ASN considère que la revue de marge complétée des inspections a permis de définir des modifications ou des renforcements de matériels, pour un séisme au-delà du séisme de dimensionnement de l'installation et au-delà des hypothèses de conception initiale.

L'ASN considère que les modifications et renforcements identifiés (renforcement de bache, d'ancrages, limitation d'interaction, complément d'études de qualification au séisme, etc.) peuvent être réalisées rapidement.

L'ASN considère que ces études complètent la démarche de réexamen périodique pour la partie sismique, qui jusqu'à maintenant n'allait pas au-delà du dimensionnement et ne concernait que la conformité des matériels et des structures tels que décrits dans le rapport de sûreté.

Toutefois, si l'ASN ne remet pas en cause la démarche générale d'identification des différents conservatismes, l'ASN considère que les valeurs de marges présentées et évaluées sur la base d'une analyse réalisée dans des délais courts, sont insuffisamment étayées.

L'ASN considère qu'une partie des marges proposées par l'exploitant correspond à des provisions utilisées à la conception pour se prémunir de l'incertitude et la variabilité de l'aléa sismique, de même que la variabilité du comportement de matériaux ou des incertitudes liées à la modélisation ou la réalisation. De ce fait, l'ASN considère que ces provisions de dimensionnement ne peuvent pas être assimilées à autant de marges en l'absence d'une justification approfondie relative aux incertitudes citées ci-dessus. En complément, les valeurs de marges proposées par l'exploitant ont été établies à dire d'expert compte tenu du délai des évaluations complémentaires de sûreté.

L'ASN tout en notant le conservatisme de la démarche au-delà du séisme de dimensionnement réglementaire initial ou réévalué, considère donc que l'évaluation globale des marges devra être confortée et approfondie.

De plus, l'ASN considère que l'identification des matériels susceptibles de présenter des discontinuités de comportement, compte tenu du délai de l'exercice, n'est pas exhaustive, notamment pour les points difficilement contrôlables ou modifiables (à titre d'illustration : le tube de transfert de combustible entre le bâtiment réacteur et le bâtiment combustible).

L'ASN demandera à EDF de compléter sa revue des matériels susceptibles de présenter des discontinuités de comportement et d'engager le cas échéant les actions correctives nécessaires.

2.2.1 Niveau de séisme conduisant à un endommagement significatif des assemblages combustibles

L'étude de robustesse réalisée par EDF pour un aléa de 1,5 SMS n'identifie pas de défaillance des systèmes assurant des fonctions fondamentales de sûreté.

L'ASN n'a, sur ce point, pas de remarque complémentaire à celles formulées sur la déclinaison de la démarche d'analyse de la robustesse au-delà du séisme de dimensionnement par EDF.

2.2.2 Niveau de séisme conduisant à une perte de confinement

L'étude de robustesse réalisée par EDF pour un aléa de 1,5 SMS n'identifie pas de défaillance de l'enceinte de confinement.

L'ASN n'a, sur ce point, pas de remarque complémentaire à celles formulées sur la déclinaison de la démarche d'analyse de la robustesse au-delà du séisme de dimensionnement par EDF.

2.2.3 Niveau de séisme conduisant à une inondation hors dimensionnement

Couplage du risque sismique et du risque d'inondation externe :

A la conception initiale et à la suite de l'inondation partielle de la centrale du Blayais, EDF a pris en compte dans ses calculs de cote majorée de sécurité la retenue dont l'effacement génère le niveau d'eau le plus important au niveau du site.

Dans ses rapports d'ECS, EDF a pris en compte la topographie de chacun des sites et a recensé les réserves d'eau situées à l'aplomb du site (et donc susceptibles de provoquer une inondation en cas de rupture) qui ne sont pas considérées comme robustes au SMS. EDF a évalué, le cas échéant, les volumes d'eau déversés sur la plate forme.

L'examen réalisé ne met pas en évidence de risque a priori qui ne serait pas déjà couvert par les dispositions de protection actuelles ou prévues. Néanmoins, afin de conforter cet examen, EDF a proposé de réaliser, pour certains sites, des études complémentaires :

- d'un séisme initiateur d'une rupture de barrage, pour confirmer que les protections des sites concernés vis-à-vis de l'inondation provoquée par cette rupture de barrage ne peuvent être effacées par le séisme ;
- d'un séisme susceptible d'entraîner plusieurs ruptures de barrages, pour confirmer que les protections des sites concernés vis-à-vis de l'inondation sont suffisantes.

Compte tenu du positionnement géographique des ouvrages concernés, l'effet redouté est l'arrivée d'eau sur la plate-forme de l'îlot nucléaire dépassant les seuils d'accès des bâtiments. Les conséquences potentielles de ce scénario sont présentées dans la partie inondation (§ 3) du présent chapitre.

EDF a également étudié pour chacun de ses sites la vraisemblance des scénarios conduisant aux effets falaise. EDF a examiné les conséquences de la ruine de l'ensemble des réservoirs et des tuyauteries conduisant au déversement de la totalité de leur contenu. De manière conservatrice, EDF a considéré les réservoirs remplis au maximum de leur capacité et a évalué le volume total déversé sur la plateforme de l'îlot nucléaire de chacun des sites et a comparé le niveau d'eau atteint avec le niveau des seuils d'accès aux bâtiments et de la plateforme. EDF conclut que le risque d'inondation externe induite par un séisme dépassant le niveau pour lequel l'installation est dimensionnée ne peut être écarté pour plusieurs sites.

Pour les sites dont le risque d'inondation externe induite par un séisme dépassant le niveau pour lequel l'installation est dimensionnée ne peut être écarté, EDF propose de réaliser une étude visant à déterminer la réalité d'un risque d'eau sur la plate-forme de l'îlot nucléaire. Au vu de ses résultats, EDF déterminera s'il est nécessaire de mettre en place des protections supplémentaires.

En complément, pour le site de Gravelines, les soutènements des bords du canal d'aménée doivent rester stables pour garantir le débit de la source froide. Ce point a fait l'objet d'une évaluation dans le cadre des VD3. Toutefois l'ASN considère que des études complémentaires sont à réaliser par EDF au-delà du SMS.

2.2.4 Dispositions envisagées pour renforcer la robustesse des installations vis-à-vis du risque sismique

Pour le séisme, les évaluations complémentaires de sûreté ont porté sur une évaluation de la conformité des installations à leur référentiel et à une étude de la robustesse au-delà du séisme de dimensionnement, jusqu'à 1,5 SMS.

Au-delà du référentiel actuel, EDF a proposé des dispositions complémentaires pour éviter les conséquences graves des situations extrêmes, sur une base déterministe et indépendamment de leur caractère plausible.

EDF a proposé de définir un noyau dur constitué d'équipements renforcés permettant de prévenir les accidents grave et d'éviter des rejets radioactifs importants dans l'environnement, au-delà des exigences de sûreté réglementaires actuelles, pour les situations déterministes étudiées dans les évaluations complémentaires de sûreté.

EDF prévoit d'établir la liste des principaux éléments définissant le noyau dur ainsi que les exigences de robustesse qui devront leur être appliquées selon l'échéancier suivant :

- pour le parc en exploitation : juin 2012
- pour l'EPR : selon un échéancier inscrit dans le calendrier d'instruction du dossier de mise en service de Flamanville 3.

L'ASN considère que la démarche proposée par EDF est adaptée et prescrira à EDF de soumettre rapidement pour approbation par l'ASN les exigences associées à ce noyau dur (voir § 8) qui devront inclure des marges significatives forfaitaires par rapport au séisme de dimensionnement.

3. Inondation

Les inondations sont des événements susceptibles de générer des défaillances pouvant affecter l'ensemble des installations d'un site, et induire en particulier une perte de l'alimentation en eau de refroidissement, une perte alimentations électriques externes ou provoquer un isolement prolongé du site.

L'inondation est un risque pris en compte à la conception des installations et réévalué lors des réexamens de sûreté ou à la suite de certains événements exceptionnels, comme l'inondation partielle de la centrale du Blayais lors de la tempête du 27 décembre 1999. Cette réévaluation porte notamment sur le niveau d'eau maximal pris en compte pour dimensionner les ouvrages de protection des sites appelée cote majorée de sécurité (CMS), mais également sur l'ensemble des phénomènes et combinaison de phénomènes pouvant être à l'origine d'une inondation (crues, tempêtes, pluies, remontée de la nappe phréatique, ruptures de circuits et d'ouvrage de retenue d'eau...).

L'analyse des ECS montre que les exigences résultant de la réévaluation complète de la prise en compte de ce risque sur les centrales nucléaires, achevée en 2007, permettent de conférer aux installations un haut niveau de protection contre le risque d'inondation. Toutefois, l'ASN constate que les dispositions permettant de satisfaire ces exigences ne sont pas encore toutes mises en œuvre. L'ASN va imposer à EDF :

- de terminer, dans les délais prévus à la suite de la réévaluation « inondation » de 2007 et au plus tard en 2014, les travaux et mesures de protection des centrales nucléaires ;
- d'améliorer la gestion de la protection volumétrique¹⁶ des installations. En effet, les inspections de l'ASN ont mis en évidence que la gestion de la protection volumétrique doit être améliorée sur plusieurs sites inspectés ;
- d'achever la revue de la conception de la source froide, notamment vis-à-vis de la prévention des risques de colmatage, engagée à la suite de l'incident de Cruas en 2009 ;
- de renforcer la protection des installations contre le risque d'inondation au-delà du référentiel actuel, par exemple par le rehaussement de la protection volumétrique. En effet, les ECS ont mis en évidence l'existence d'effets falaise (perte totale des alimentations électriques) pour des niveaux proches de ceux retenus dans le référentiel.

En outre, à la suite des évaluations complémentaires de sûreté (ECS) des installations nucléaires, menées après l'accident de Fukushima, l'ASN considère nécessaire de rendre plus robuste la sûreté des installations nucléaires vis-à-vis de risques très peu probables et non pris en compte à ce jour dans le dimensionnement des installations ou après leur réexamen périodique de sûreté.

... / ...

¹⁶ Dans une situation d'inondation, les matériels permettant de garantir la sûreté des réacteurs doivent rester opérationnels. Des dispositifs de protection sont donc mis en œuvre, lorsque nécessaire, pour se prémunir de différents aléas pouvant conduire à une inondation. Cette protection repose sur plusieurs lignes de défense (digues, murets, réseaux d'évacuation des eaux...), dont la protection volumétrique. Le périmètre de protection volumétrique, qui englobe les bâtiments contenant les matériels permettant de garantir la sûreté des réacteurs, a été défini par EDF de façon à garantir qu'une arrivée d'eau à l'extérieur de ce périmètre ne conduit pas à une inondation des locaux situés à l'intérieur de ce périmètre. Concrètement, la protection volumétrique est constituée des murs, plafonds et planchers. Les protections des ouvertures existant sur ces voiles (portes, trémies...) peuvent constituer des voies d'eau potentielles en cas d'inondation.

Il s'agit de doter ces installations de moyens leur permettant de faire face :

- à un cumul de phénomènes naturels d'ampleur exceptionnelle et supérieurs aux phénomènes retenus lors de la conception ou du réexamen de sûreté des installations,
- à des situations de perte des sources électriques ou de refroidissement de très longue durée et pouvant affecter l'ensemble des installations d'un même site.

Ainsi, l'ASN va prescrire aux exploitants de mettre en place un « noyau dur » de dispositions matérielles et organisationnelles renforcées, pour garantir le caractère opérationnel de structures et équipements permettant de maîtriser les fonctions fondamentales de sûreté dans ces situations exceptionnelles. Ce sujet est développé dans le § 8 du présent rapport.

3.1 Dimensionnement des installations

3.1.1 Inondations pour lesquelles les installations sont dimensionnées

Dans son cahier des charges, l'ASN a demandé à EDF d'indiquer :

- les caractéristiques de l'inondation pour laquelle l'installation est dimensionnée (notamment le niveau d'eau pris en compte), leur justification, ainsi que les valeurs de ces paramètres prises en compte lors de l'autorisation initiale de l'installation ;
- la méthodologie retenue pour évaluer les caractéristiques de l'inondation pour laquelle l'installation est dimensionnée (période de retour, les événements passés pris en compte, leur localisation et les raisons de ce choix, les marges ajoutées...); sources d'inondation considérées (tsunami, marée, tempête, rupture de barrage...); validité des données historiques.

L'ASN a également demandé à l'exploitant de se prononcer sur l'adéquation du niveau d'inondation auquel l'installation est dimensionnée.

Les sites utilisent pour le dimensionnement des protections en cas d'inondation la règle fondamentale de sûreté RFS I.2.e du 12 avril 1984 (« Prise en compte du risque d'inondation d'origine externe »). Ce texte définit en particulier une méthode pour déterminer les niveaux d'eau à prendre en compte pour la conception des installations. Cette méthode s'appuie sur la définition de la cote majorée de sécurité (CMS) et distingue trois cas :

1. Pour les sites en bord de mer, la CMS correspond à la conjonction de la marée maximale calculée (de coefficient 120) et de la surcote marine millénale.
2. Pour les sites fluviaux, la CMS (ou CBMS) est le plus haut des deux niveaux suivants :
 - Niveau atteint par une crue dont le débit est obtenu en majorant de 15 % le débit de la crue millénale ;
 - Niveau atteint par la conjonction des ondes de la plus forte crue connue, ou de la crue centennale si elle est plus importante, et de l'effacement de l'ouvrage de retenue le plus contraignant.
3. Pour les sites en estuaire, la CMS est le plus haut des 3 niveaux suivants :
 - Niveau atteint par la conjonction de la crue millénale fluviale et de la marée de coefficient 120 ;
 - Niveau atteint par la conjonction définie au 2.b et de la marée de coefficient 70 ;
 - Niveau atteint par la conjonction de la surcote marine millénale et de la marée de coefficient 120.

A la suite de l'inondation partielle de la centrale nucléaire du Blayais en décembre 1999, EDF a mis à jour son évaluation des CMS pour l'ensemble des sites et a pris en compte de manière systématique d'autres aléas susceptibles de provoquer une inondation :

1. Pour l'ensemble des sites :

- la dégradation d'un ouvrage (canalisation, bassins des aérorefrigérants, bassins de stockage d'eau...) de stockage d'eau proche du site dont la ligne d'eau est située à une cote plus élevée que la plateforme de ce site ;
- l'intumescence¹⁷ ;
- les pluies de forte intensité (période de retour centennale) et les pluies régulières et continues (moyennes maximales centennales sur 24 heures) ;
- la remontée de nappe phréatique ;
- la rupture de circuit ou d'équipement.

2. Pour les sites fluviaux :

- influence du vent sur le fleuve ou clapot (déterminé pour un vent centennal).

3. Pour les sites en bord de mer :

- la houle.

EDF a également pris en compte certaines conjonctions d'aléas en prenant en considération le degré d'interaction entre ces phénomènes, l'ordre de grandeur des fréquences d'occurrence et les risques potentiels associés aux différents aléas ou conjonctions d'aléa. Ont ainsi été pris en compte :

1. Pour les sites fluviaux :

- crue millénale et clapot ;
- pluie de forte intensité et fleuve à débit moyen ;
- pluie régulière et continue et crue centennale ;
- intumescence et différentes situations de crue.

2. pour les sites en bord de mer

- la CMS (telle que définie par la RFS I.2.e pour les sites bord de mer et rappelée précédemment dans le présent rapport) et une houle centennale ;
- pluie de forte intensité et niveau de pleine mer de marée moyenne (coefficient 70) ;
- pluie régulière et continue et niveau global de mer d'occurrence centennale (intégrant surcote et marée) ;
- intumescence et différentes situations de crue.

EDF a également pris en compte la dégradation éventuelle d'ouvrages (situés à l'aplomb des sites ou sur la plate-forme de type digues de canaux, bassins, retenues, bâches...) ainsi que la dégradation de circuits ou d'équipements (essentiellement ceux associés à la station de pompage, aux ouvrages d'aménage et de rejet d'eau brute et au circuit CRF¹⁸) qui pourraient conduire à la présence de volumes d'eau importants sur la plate-forme des sites. Pour les digues de canaux et les bassins réservoirs, EDF étudie leur comportement pour les agressions suivantes : séisme, chute d'avion et explosion externe d'hydrocarbures.

Cette méthode complémentaire à la RFS I.2.e a été évaluée par l'IRSN. Après avoir recueilli l'avis des groupes permanents d'experts¹⁹ en décembre 2001 et en mars 2007, l'ASN a estimé que cette méthodologie était globalement satisfaisante.

¹⁷ Onde de déformation de la surface libre induite par une variation brutale de la vitesse (du débit) de l'écoulement. Phénomène analogue aux « coups de bélier » pour les écoulements en conduite. On parle d'intumescence « positive » lors d'une réduction brutale de la vitesse, et inversement d'une intumescence « négative » lors d'une augmentation brutale de la vitesse. Peut s'observer lors d'un arrêt/démarrage brutal des groupes d'une usine hydro-électrique au fil de l'eau, ou de pompes CRF dans un canal de prise d'une centrale REP en circuit ouvert.

¹⁸ CRF : circuit d'eau brute

¹⁹ Cf. Introduction du présent rapport

Toutefois, l'ASN a demandé à EDF de revoir ses études concernant l'aléa relatif à la rupture de circuit ou d'équipement et de compléter la méthodologie de caractérisation de l'aléa relatif aux pluies de forte intensité, pour s'assurer du caractère suffisant des dispositions de protection pour ces deux aléas.

En outre, l'ASN a formulé des demandes spécifiques concernant les sites de Belleville et Tricastin :

- La CMS de Belleville prise en compte par EDF ne couvre pas la forte influence du coefficient de Strickler²⁰. Si le calcul prend en compte cette influence, il aboutit à un niveau d'eau plus élevé, estimé à 47 cm par EDF. Cependant, EDF n'a pas mis à jour la valeur de la CMM en conséquence. L'ASN a demandé à EDF de mettre à jour la valeur de la CMM de Belleville pour tenir compte de l'incertitude sur le coefficient de Strickler.
- La CMS du Tricastin doit être révisée pour prendre en compte la rupture du barrage de Vouglans. EDF a présenté de nouvelles études en 2008 donnant le niveau d'eau au droit du site du Tricastin en cas de rupture du barrage de Vouglans. Or, EDF a postulé dans ses hypothèses un niveau d'eau médian (c'est-à-dire atteint 50 % du temps) dans le barrage de Vouglans au moment de sa rupture. L'ASN considère que cette hypothèse n'est pas suffisamment conservatrice et a demandé à EDF de prendre en compte, dans son calcul de CMS pour le site du Tricastin, un niveau à plus hautes eaux dans le barrage de Vouglans au moment de sa rupture.

²⁰ Coefficient représentatif de la rugosité du lit du fleuve.

Le tableau ci-dessous présente le niveau des CMS actuelles au regard du calage de la plateforme de l'îlot nucléaire :

Dimensionnement actuel								
Réf Niveau	Niveau CMS actuel	Localisation	Aléa Dimensionnant actuel	Calage de la plateforme de l'îlot nucléaire		Calage seuil le plus bas accès bâtiments classés important pour la sûreté (IPS)		
Blayais	NGFN	5,11		Surcote millénaire + marée 120	4,50	au 30/ 06/ 2011	4,41	Avec tassement à l'infini
Belleville	NGFO	142,06	Au droit de l'IN	CMM	141,55	au 30/ 06/ 2011 (tassement stabilisé)	141,73	au 30/ 06/ 2011 (tassement stabilisé)
Bugey	NGFO	197,37		REB	197,00	au 30/ 06/ 2011 (Pas de tassements de la PF)	196,92	au 30/ 06/ 2011, tassement stabilisé
Cattenom	NGFN	155,61	Au droit de l'IN	CMM	171,00	au 30/ 06/ 2011	170,90	au 30/ 06/ 2011
Chinon	NGFO	37,40	Au droit de l'IN	CMM + rupture levée val d'Authion	37,20	au 30/ 06/ 2011	37,22	Avec tassement à l'infini
Chooz	NGFN	109,54	Au droit de l'IN	CMM	114,7	au 30/ 06/ 2011	114,65	au 30/ 06/ 2011 (tassement stabilisé)
Civaux	NGFN	75,80	Au droit de l'IN et de la prise d'eau	REB	76,7	au 30/ 06/ 2011 (tassement stabilisé)	76,77	au 30/ 06/ 2011 (tassement stabilisé)
Cruas	NGFO	80,60	Plaine de Cruas	REB	80,50	au 30/ 06/ 2011 (tassement stabilisé)	80,50	au 30/ 06/ 2011 (tassement stabilisé)
Dampierre	NGFO	125,69		CMM	125,50	au 30/ 06/ 2011	125,46	Avec tassement à l'infini
Fessenheim	NN	206,26	Plaine d'alsace	CMM	205,50	au 30/ 06/ 2011	205,47	au 30/ 06/ 2011, tassement stabilisé
		215,89	GCA					
Flamanville	NGFN	7,79		Surcote millénaire + marée 120	12,40	au 30/ 06/ 2011	-	S.O.
Gravelines	NGFN	6,12		Surcote millénaire + marée 120	5,52	au 30/ 06/ 2011 (tassement stabilisé)	5,51	Avec tassement à l'infini
Golfech	NGFN	61,38	Au droit de l'IN	CMM	62,22	au 30/ 06/ 2011	62,17	au 30/ 06/ 2011
Nogent	NGFN	66,07	Au droit de l'IN	REB	68,15	au 30/ 06/ 2011	68,05	Avec tassement à l'infini
Paluel	NGFN	7,40		Surcote millénaire + marée 120	25,30	au 30/ 06/ 2011	-	S.O.
Penly	NGFN	7,74		Surcote millénaire + marée 120	12,00	au 30/ 06/ 2011	-	S.O.
Saint-Alban	NGFO	147,46		REB	147,00	au 30/ 06/ 2011	147,05	Avec tassement à l'infini
Saint-Laurent	NGFO	83,47		CMM	83,65	au 30/ 06/ 2011	83,58	Avec tassement à l'infini
Tricastin	NGFO	50,90	Lit mineur ²¹ du Rhône	CMM	52,00	au 30/ 06/ 2011	51,85	Avec tassement à l'infini
		59,56	Canal de Donzère					

NGFN : Système de nivellement général de la France normal / NGFO : Système de nivellement orthométrique / CMS : cote majorée de sécurité / CMM : crue millénaire majorée / REB : rupture ou effacement de barrage / GCA : Grand Canal d'Alsace / IN : îlot nucléaire / S.O. : sans objet

²¹ Le lit mineur ou lit ordinaire désigne tout l'espace occupé, en permanence ou temporairement, par un cours d'eau. On distingue le lit majeur du lit mineur, ce dernier étant la zone limitée par les berges. Le lit majeur est l'espace occupé par le cours d'eau lors de ses plus grandes crues.

Parallèlement, l'ASN et l'IRSN ont lancé la révision de la RFS I.2.e relative à la prise en compte du risque d'inondation en tenant compte de l'ensemble des travaux menés depuis l'inondation de la centrale du Blayais. Le nouveau guide relatif à la protection des INB contre le risque d'inondation portera sur le choix des aléas susceptibles de conduire à une inondation du site et sur les méthodes de caractérisation de l'ensemble de ces aléas. Ce projet de guide a fait l'objet d'une consultation en juin 2010 élargie au public (www.asn.fr). Après instruction des remarques collectées, le guide fera l'objet d'un avis des groupes permanents d'experts qui se réuniront en mai 2012. L'ASN a prévu de diffuser ce nouveau guide en 2012.

3.1.2 Dispositions visant à protéger les installations vis-à-vis des risques d'inondation pris en compte dans le dimensionnement

Dans son cahier des charges des ECS, l'ASN a demandé à EDF de décrire les dispositions visant à protéger l'installation en cas de CMS.

L'ASN a en particulier demandé à EDF d'identifier les structures, systèmes et composants (SSC) qui doivent rester disponibles après l'inondation pour assurer un état sûr, y compris les dispositions pour assurer le fonctionnement de la station de pompage et les dispositions pour assurer l'alimentation électrique de secours.

L'ASN a également demandé à EDF d'identifier les principales dispositions de conception permettant de protéger le site contre les inondations (niveau de la plate forme, de la digue,...). En outre, l'ASN a demandé à EDF de préciser les principales dispositions d'exploitation (y compris les procédures d'urgence, les équipements mobiles...) pour alerter de l'imminence de l'inondation, puis pour limiter les conséquences de l'inondation.

Dispositions matérielles

EDF indique dans ses rapports d'ECS que les plateformes des sites ont été calées en fonction de la cote d'eau initialement calculée. Il est à noter que la RFS I.2.e a été publiée en 1984 ; de ce fait, certaines cotes ont été calculées selon des méthodologies différentes. Ainsi, depuis la conception des sites, ces cotes ont été réévaluées pour prendre en compte :

- l'évolution des règles de calcul (parution de la RFS I.2.e par exemple) ;
- un échantillonnage de données plus large ;
- l'évolution des connaissances (techniques de modélisation par exemple) ;
- le retour d'expérience de l'incident du Blayais en 1999.

Le tableau ci-dessous indique certaines protections mises en œuvre par EDF pour protéger les centrales contre le risque d'inondation (crue, rupture de barrage, pluie...) :

	Protection existante
Blayais	Digues
Belleville	Digue ceinturante
Bugey	digues et murets de protection
Cattenom	Calage plateforme
Chinon	Masques de crue (batardeaux)
Chooz	Calage plateforme
Civaux	Calage plateforme
Cruas	Berges du Rhône + muret périphérique nord
Dampierre	Digues de protection Est et Sud
Fessenheim	Talus de protection et digue du GCA
Flamanville	Calage plateforme
Gavelines	Murets et digues chenal d'aménée
Golfech	Calage plateforme
Nogent	Calage plateforme
Paluel	Calage plateforme
Penly	Calage plateforme
Saint-Alban	Muret Nord et Est
Saint-Laurent	Calage plateforme
Tricastin	Protections "Gaffière" et digues canal de Donzère

Dans ses rapports d'ECS, EDF présente les dispositions permettant de protéger les sites contre les inondations. Ces dispositions sont issues de la démarche suivie à la suite de l'inondation partielle du Blayais pour l'ensemble de ses sites (démarche « REX Blayais »). EDF a mené une analyse de sûreté, pour chacun de ses sites, établissant la liste des systèmes et équipements nécessaires pour rejoindre un état sûr et s'y maintenir.

Pour l'ensemble des sites, EDF a également pris en compte l'ensemble des systèmes supports permettant d'en assurer le fonctionnement (sources électriques, contrôle-commande, fluides) ainsi que certains systèmes de conditionnement ou de ventilation. Les rapports d'ECS présentent la liste de ces systèmes et équipements pour chacun des sites.

EDF a distingué deux catégories de matériels : ceux de l'îlot nucléaire et ceux de la station de pompage. Afin de conclure sur l'absence d'eau dans les locaux abritant les matériels à protéger en cas d'inondation, EDF a adopté une démarche en deux étapes :

1. EDF compare la cote d'eau susceptible d'être atteinte aux différents points possibles d'entrée de l'eau (ou « by-pass ») ;
2. EDF indique les dispositions matérielles et d'exploitation visant à protéger l'installation contre le niveau d'inondation pour lequel elle est dimensionnée.

Les dispositions matérielles concernent les domaines suivants :

- génie civil : construction de murets de protection, rehausse ou renforcement de digues, mise en place et réparations de joints inter-bâtiments, installation de moyens de pompage, surélévation du matériel, mise en place de seuils...
- mécanique : implantation de matériel spécifique (batardeaux, portes étanches, obturateurs), modification du matériel existant (par exemple augmentation de la capacité de pompes ou mise en place de clapets anti retour)...
- matériels électriques et de contrôle-commande : rehausse ou déplacement du matériel électrique (notamment le contrôle-commande), mise en place de systèmes ou d'arrêts automatiques (par exemple pour les obturateurs), mise en place de secours électriques pour certains matériels, report des alarmes en salle de commande...

A la suite de l'évaluation de cette démarche « REX Blayais » et de l'avis des groupes permanents d'experts de mars 2007, l'ASN a considéré que les dispositions prévues ou déjà mises en œuvre sur les sites représentaient un progrès significatif en matière de sûreté et devaient conférer aux centrales un niveau de protection satisfaisant vis-à-vis de l'inondation externe.

Cependant, certaines modifications et travaux prévus dans le cadre de la démarche « REX Blayais » restent encore à ce jour à réaliser. Ces modifications concernent principalement la réalisation des travaux permettant d'assurer la protection périphérique des sites de Cruas et du Tricastin en cas de crue millénaire majorée et de rupture de barrage, la finalisation des travaux de protection périphérique du site de Saint-Alban, la rehausse et le renforcement de la protection de Gravelines contre la houle, la mise en place d'un automatisme d'arrêt des pompes du circuit d'eau de recirculation (CRF) sur certains sites, le secours électrique des pompes de relevage du circuit d'égouts (SEO) des sites de Gravelines et du Blayais et la mise en place de seuils de porte à l'entrée de certains bâtiments pour quelques sites. **Afin d'assurer que ces travaux seront achevés dans les meilleurs délais, ce sujet fera l'objet d'une prescription de l'ASN.**

En outre, afin d'empêcher toute entrée d'eau dans un périmètre englobant les bâtiments contenant les matériels requis pour assurer la sûreté des réacteurs (matériels nécessaires au repli et au maintien en état sûr en cas d'inondation externe), EDF a mis en place une protection volumétrique (PV) sur tous les sites. Ce périmètre englobe a minima les infrastructures des locaux à protéger (dans ce cas, le périmètre de la PV exclut le niveau +0,00 m) ; sur certains sites, il est étendu au-dessus du niveau +0,00 m. Le choix du

contour prend en compte les spécificités de chaque site ou les contraintes de réalisation. Le périmètre de la PV est constitué des parois extérieures de cet ensemble : voiles, planchers et plafonds. Ces parois peuvent comporter des ouvertures qui pourraient remettre en cause la mission de la PV si elles ne sont pas étanches (portes, trémies, trappes) ; des dispositions sont donc prises en conséquence pour assurer leur étanchéité.

Dispositions d'exploitation

Outre les dispositions matérielles, EDF présente, pour chaque site, les dispositions d'exploitation visant à protéger l'installation contre le niveau d'inondation pour lequel elle est dimensionnée. Les dispositions d'exploitation comprennent :

- des systèmes d'alerte en cas d'aléa prédictible (rupture d'un ouvrage de retenue en amont du site, crue en bord de fleuve ou de mer éventuellement cumulée à des vents extrêmes, pluies) susceptible de conduire à une inondation du site. Ces systèmes d'alerte sont constitués de plusieurs niveaux de surveillance : quatre phases maximum (veille, vigilance, pré-alerte et alerte). Selon le risque existant sur le site, il n'existe pas toujours 4 phases ;
- des conventions avec des organismes internes ou externes à EDF (Météo France, la préfecture...) afin de disposer de prévision concernant les aléas ci-dessus.
- des règles particulières de conduite en cas d'inondation (RPC inondation) qui s'appuient sur les systèmes d'alerte afin d'anticiper les actions à mettre en œuvre pour assurer la protection des sites en cas d'inondation (durant les phases de crue et de décrue) ainsi que de préparer leur éventuel passage en état de repli. Ces RPC permettent en particulier d'anticiper et de gérer un éventuel isolement du site ;
- des procédures locales (précisant la RPC inondation, en particulier).

Ces dispositions d'exploitation sont déterminées à la fois en fonction des vulnérabilités des sites et en fonction des événements redoutés en cas d'inondation, à savoir l'isolement du site, la perte des sources électriques externes, la perte de la station de pompage et l'inondation de la plateforme du site.

Compte tenu de l'absence de vulnérabilité de certains sites, EDF a conclu que la mise en place d'un système d'alerte n'était pas nécessaire pour ces sites.

Pour les sites concernés par une RPC inondation, l'ASN a contrôlé leur déclinaison lors des inspections ciblées menées entre juin et octobre 2011 (voir chapitre 1) ; à cette occasion, l'ASN a constaté que la RPC inondation n'avait pas été déclinée sur certains sites (Chooz, Cruas, Nogent, Tricastin, Dampierre, Gravelines)²², bien qu'elles modifient radicalement les hypothèses (par exemple, à Tricastin, le site est désormais considéré comme isolable et exposé à un MDTE) en cas d'inondation, ce qui n'est pas le cas dans les procédures actuelles. Ce sujet est développé dans le chapitre 1 relatif à la synthèse des inspections dans le paragraphe « règles particulières de conduite en cas d'inondation ». **L'ASN prescrira à EDF d'adapter l'organisation des sites de Cruas et Tricastin permette de faire face à un isolement en cas d'inondation.**

Enfin, dans son cahier des charges, l'ASN a demandé à EDF de préciser si d'autres effets, liés à l'inondation elle-même ou aux phénomènes à l'origine de l'inondation (tels que les très mauvaises conditions météorologiques) ont été considérés, notamment la perte des alimentations électriques externes, la perte de la prise d'eau (effets des débris, des nappes d'hydrocarbures...) et la situation à l'extérieur de l'installation, y compris empêchement ou retard d'accès du personnel et du matériel au site.

Dans les rapports d'ECS, EDF indique que les pertes des alimentations électriques externes (notamment générées par une tempête) et de prise d'eau (pouvant être générées par une arrivée massive de colmatants ou de nappe d'hydrocarbures) ont été prises en compte. L'analyse a amené EDF à proposer, pour certains sites, des études et des dispositions matérielles et d'exploitation complémentaires (par exemple : surélévation des postes d'interconnexion de certains sites).

²² Pour Chooz, la déclaration de modification au titre de l'article 26 du décret n° 2007-1557 du 02 novembre 2007 a été déposée par EDF et est en cours d'instruction par l'ASN. Pour Nogent et Tricastin, le processus est en cours.

3.1.3 Conformité des installations au référentiel actuel

Dans son cahier des charges, l'ASN a demandé à EDF de décrire l'organisation générale mise en œuvre pour garantir la conformité (maintenance périodique, inspections, tests...) ; en particulier, l'ASN a demandé à EDF de décrire l'organisation permettant à EDF de s'assurer que les équipements mobiles à l'extérieur du site, prévus dans les procédures d'urgence, sont disponibles et restent en état d'être utilisés. Tout écart connu, et les conséquences de ces écarts en termes de sûreté, ainsi que la programmation des remises en conformité ou des mesures compensatoires devaient être précisés. Enfin, l'ASN a demandé à EDF de donner les conclusions des examens de conformité spécifiques déjà engagé à la suite de l'accident à la centrale de Fukushima.

Dans ses rapports d'ECS, EDF indique que la conformité des installations en matière de protection contre les inondations repose sur :

- la surveillance périodique au travers d'essais périodiques ou de visites dans le cadre des programmes de maintenance préventive, des équipements contribuant à la protection, valorisés dans les études de conception ;
- la surveillance et la gestion de la PV.

Pour ce qui concerne les contrôles périodiques réalisés sur les équipements contribuant à la protection vis-à-vis du risque d'inondation, EDF a indiqué que le programme de surveillance ou de maintenance de certains matériels était en cours de déploiement sur certains sites. Or, les matériels concernés constituent des lignes de défense contre l'inondation externe.

L'ASN considère donc qu'il est important de mettre en place, au plus tôt, ces programmes de surveillance et de maintenance afin de garantir la disponibilité, l'intégrité et le bon fonctionnement des dispositions prévues en cas d'inondation.

EDF indique que la surveillance et la protection de la PV, afin de garantir, de façon pérenne et à tout moment, l'étanchéité de la PV, repose sur la mise en œuvre des deux contrôles suivants :

- la vérification de l'absence de dégradation dans le temps de l'étanchéité de la PV : les différents constituants de la PV font l'objet d'opérations de maintenance, identifiées dans les programmes de maintenance préventive (PBMP).
- une règle de gestion de la PV qui doit être déclinée sur tous les sites afin de surveiller, en temps réel, les ruptures d'étanchéité de la PV : ruptures planifiées ou fortuites.

Au cours des inspections ciblées menées en juin et octobre 2011, dont les conclusions sont présentées dans le chapitre 1 du présent rapport, l'ASN a constaté de nombreux écarts relatifs à la surveillance, à la maintenance et au contour de la protection volumétrique. Par exemple :

- les travaux de mise en conformité décidés dans le cadre du REX Blayais qui devaient être achevés en 2007, ne sont pas terminés sur tous les sites ;
- certains sites ont fait part d'écarts constatés entre le périmètre de la PV identifié dans la note établie à l'échelon national d'EDF et la réalité sur le site ;
- certains sites ont fait part de l'impossibilité de tester les joints « waterstop »²³ qui constituent un élément essentiel de la PV. A titre d'exemple, le site de Cattenom a déclaré un ESS relatif à l'inondation du local bache à fioul en partie due à l'inétanchéité des joints « waterstop » ;
- le repérage des matériels et ouvrages en limite de PV est absent sur certains sites ;
- la gestion et le suivi au quotidien de la PV ne sont pas toujours réalisés correctement, voire sont inexistant.

A la suite de la remise des rapports ECS, EDF a pris l'engagement suivant :

« Les travaux de mise en conformité de la PV seront terminés sur l'ensemble des CNPE avant fin 2011. »

²³ Étanchéité des parois béton au niveau des joints de dilatation (bande d'arrêt d'eau)

Concernant les modalités de suivi en exploitation des éléments constituant la protection volumétrique, EDF confirme que le prescriptif national de gestion de la PV sera décliné de manière effective sur tous les sites pour fin mars 2012.

La problématique des joints WATERSTOP constatée à Cattenom a d'ores et déjà fait l'objet d'une action de mise en conformité. Le programme de maintenance de ces joints sera réexaminé en tenant compte de ce retour d'expérience.

Par ailleurs, EDF a réalisé une première analyse des remontées issues des inspections sur le thème Inondation. Sur la base de cette première analyse, EDF considère que la nature des constats n'est pas de nature à compromettre la sûreté des tranches concernées.

EDF réalisera, à échéance de fin mars 2012, une analyse globale de l'ensemble des constats relevés lors des inspections « Post Fukushima » ou soulevés par les CNPE concernant la protection volumétrique. Dans ce cadre, EDF présentera :

- les traitements réactifs déjà réalisés par les CNPE,
- la stratégie de traitement des constats présentant un caractère générique,
- les réponses apportées aux demandes d'extension du périmètre actuel de la protection volumétrique. »

L'ASN considère que l'action proposée par EDF est satisfaisante.

Dans la mesure où la PV joue un rôle fondamental dans la protection des centrales contre le risque d'inondation externe et où les écarts constatés sont de nature à remettre en cause certaines conclusions des ECS, l'ASN imposera à EDF une remise en conformité rapide.

En particulier, pour ce qui concerne les joints waterstop, EDF estime que ceux-ci ne peuvent pas faire l'objet de tests d'étanchéité. EDF a donc présenté une stratégie consistant à examiner, pour l'ensemble des joints, les contraintes et déplacements générés par les effets des tassements différentiels des bâtiments. Dans les cas où le dimensionnement des joints ne permet pas de couvrir les déplacements et contraintes associées, EDF a mis en œuvre des lames d'étanchéité rapportées côté paroi interne. L'ASN considère qu'EDF ne prend pas en compte dans sa démarche le vieillissement des joints. **Le suivi des joints d'étanchéité « waterstop » constituant un élément essentiel pour assurer l'efficacité de la protection volumétrique, l'ASN demandera à EDF de démontrer l'efficacité de sa stratégie et de dresser la liste des sites pour lesquels il est nécessaire de mettre en œuvre un dispositif supplémentaire.**

EDF a également engagé une revue de fiabilité spécifique conformément aux conclusions du rapport SOER (Significant Operating Experience Report) 2001-2 émis par l'association WANO (World Association of Nuclear Operators). L'ASN a noté que lorsque des constats ont été identifiés par l'exploitant, ce dernier présente des actions correctives. L'ASN considère que ces actions correctives sont satisfaisantes ; cependant, il est nécessaire qu'EDF fixe une échéance pour chacune de ces actions.

3.2 Évaluation des marges de sûreté

3.2.1 Estimation des marges en cas d'inondation

Dans son cahier des charges, l'ASN a demandé à EDF d'indiquer le niveau d'inondation auquel l'installation peut résister sans endommagement du combustible (en cuve ou en piscine) et les niveaux conduisant à l'enclenchement d'action(s) relevant de situations accidentelles. EDF pouvait s'appuyer sur les informations disponibles (et prendre en compte des études pour confirmer le jugement d'ingénieur).

Dans ses rapports d'ECS, EDF a présenté, pour les différents aléas considérés pour chaque site, les marges lorsque celles-ci existent entre le niveau d'inondation atteint et le niveau des protections, dans le cadre du dimensionnement actuel et a conclu, le cas échéant, sur les dispositions supplémentaires éventuelles à mettre en œuvre. Ces informations répondent de manière satisfaisante à la demande de l'ASN.

En outre, EDF a étudié plusieurs cas qui, selon lui, sont représentatifs pour évaluer les effets falaise ; ces cas étudiés sont résumés ci-après. Ces cas prennent des hypothèses allant au-delà du dimensionnement, contrairement à ce qui a été présenté jusqu'ici dans la présente partie rapport dédiée à l'inondation.

Dans ses rapports d'ECS, EDF a analysé trois types d'effets falaise pouvant être induits par une inondation :

1. Inondation provoquant la perte de la source froide de site (situation H1), initiée par une montée du niveau des eaux conduisant successivement à la perte du système de filtration d'eau brute (CFI) puis à la submersion des pompes du circuit d'eau brute secourue (SEC). Pour certains sites, la perte des pompes SEC a lieu avant la perte du système de filtration. Dans ses rapports d'ECS, EDF indique que :

- la perte du système de filtration des sites équipés de tambours filtrants impliquerait une indisponibilité durable de certains dispositifs du système de filtration sans toutefois conduire de manière certaine à la perte de la fonction,
- la perte des moteurs d'entraînement des filtres à chaîne pourrait conduire à une indisponibilité durable de la filtration. Dans ce cas, le risque de situation H1 par colmatage ne peut être écarté. Pour le site de Fessenheim, la station de pompage étant située à une altitude plus élevée que la plateforme du site, le circuit d'eau brute secourue peut fonctionner gravitairement en cas d'inondation.

2. Inondation provoquant une situation de MDTE (manque de tension externe) entraînée par la perte des matériels par submersion initiée par l'un au moins des événements suivants :

- perte de tous les postes électriques externes (départ des lignes haute tension) par submersion des matériels. Ce scénario peut affecter directement tout un site (sauf en cas de mesures palliatives particulières).
- perte des transformateurs assurant l'alimentation des auxiliaires de sûreté par le réseau externe, ces transformateurs étant implantés à l'intérieur du site :
 - i. directement en sortie d'unité de production (transformateurs principaux TP et de soutirage TS),
 - ii. transformateurs auxiliaires TA (circuit d'alimentation dissocié de celui des TP et TS).

3. Inondation provoquant une situation de perte totale des sources électriques (situation H3) associée à la perte éventuelle de systèmes de sauvegarde des réacteurs, ce type d'effet étant initié par la présence d'une lame d'eau sur la plateforme de l'îlot nucléaire.

Concernant le cas de l'inondation induite par un séisme au-delà du dimensionnement, EDF a identifié les effets falaise redoutés compte tenu du positionnement des ouvrages concernés susceptibles de constituer des sources d'inondation potentielles à la suite d'un séisme d'intensité supérieure au SMS. Selon les sites, ces effets falaise sont l'arrivée d'une lame d'eau sur la plateforme de l'îlot nucléaire dépassant les seuils d'accès des bâtiments, ce qui induirait une situation H3, ou l'arrivée d'une lame d'eau provoquant la submersion des transformateurs auxiliaires, ce qui induirait une situation de type MDTE.

Dans ses rapports d'ECS, afin d'évaluer la robustesse de l'installation aux effets falaises, EDF a :

- identifié les effets falaise induits par une inondation externe et calculé les niveaux d'eau correspondants ;
- réalisé des analyses de sensibilité « au-delà du dimensionnement » en majorant de manière forfaitaire certains scénarios de dimensionnement actuel ;
- comparé les niveaux d'eau atteints pour chacun des scénarios majorés aux niveaux d'eau conduisant aux effets falaise ;
- proposé des études pour confirmer l'existence du risque d'effet falaise ou des dispositions à mettre en œuvre pour renforcer la robustesse en cas d'effets falaise.

Scénarios retenus

EDF a pris en compte différents scénarios suivant la situation géographique du site :

1. Pour l'ensemble des sites :

<p>Pluie de forte intensité (PFI) majorée : intensité de la pluie PFI retenue pour le dimensionnement, doublée</p>	<p>L'ASN considère qu'un facteur 2 correspond à l'ordre de grandeur adapté pour atteindre un aléa significativement plus pénalisant que celui du référentiel actuel. Toutefois, l'ASN considère que la durée retenue n'est a priori pas suffisamment pénalisante, compte tenu de la saturation des réseaux pluviaux.</p> <p>L'ASN juge que l'engagement pris par EDF de réaliser une étude de sensibilité vis-à-vis de durées de pluies supérieures au temps de concentration du réseau est satisfaisant.</p>
<p>Conjonction de PFI de durée 60 minutes conjuguée à une obturation complète des avaloirs du réseau d'évacuation des eaux pluviales SEO du site</p>	<p>L'ASN considère que cette conjonction permet d'aller, dans le cadre des ECS, significativement au-delà des niveaux de pluies actuellement pris en compte pour les sites. Cette conjonction permet d'identifier les niveaux d'inondation à partir desquels apparaissent les effets falaise et répond en ce sens aux demandes du cahier des charges.</p>
<p>Inondation induite par un séisme au-delà du dimensionnement : identification des ouvrages présents sur la plateforme ou à l'aplomb et susceptibles de constituer des sources d'inondation potentielles à la suite d'un séisme d'intensité supérieure au SMS, si l'ouvrage ou l'équipement n'est pas considéré robuste en cas de séisme au-delà du dimensionnement.</p> <p>Lors de l'instruction, EDF a pris l'engagement ci-dessous :</p> <p>« A fin de compléter l'analyse du risque d'inondation induite par un séisme « au-delà du référentiel » présentée dans les RECS, EDF évaluera pour fin 2012 le risque d'endommagement des murets entourant les aérorefrigérants des quatre sites concernés en fonction de :</p> <ul style="list-style-type: none">• la distance effective entre muret et aérorefrigérant,• la possibilité de justifier l'absence de dégradation significative de la coque des aérorefrigérants pour un séisme pour des séismes supérieurs au SMS <p>Si l'endommagement du muret consécutif à une ruine de l'aérorefrigérant sous l'effet d'un séisme « au-delà du référentiel » ne pouvait être écarté, les effets en termes d'inondation induite seront analysés. Le cas échéant, des dispositions complémentaires seront proposées dans l'objectif d'assurer une protection des équipements relevant du « noyau dur ECS ».</p>	<p>L'ASN considère que la démarche d'étude proposée par EDF apparaît satisfaisante.</p> <p>L'ASN considère que l'approche retenue par EDF ainsi que l'engagement pris répondent de manière satisfaisante au cahier des charges.</p>

2. Pour les sites situés en bord de mer, EDF a choisi un scénario de CMS (cumul du niveau maximal de la marée astronomique et de la surcote millénale) avec une majoration forfaitaire de 1 mètre (ce qui correspond, selon EDF, à une surcote de période de retour comprise entre cent mille et un million d'années).

L'ASN considère que la majoration de 1 mètre prise sur la caractérisation de l'aléa niveau marin pour les sites situés en bord de mer retenue par EDF permet d'aller, dans le cadre des ECS, significativement au-delà des niveaux marins actuellement pris en compte pour ces sites, et répond en ce sens aux demandes du cahier des charges.

3. Pour les sites fluviaux :

<p>Crue fluviale augmentée : majoration forfaitaire du débit de la CMM de 30 %</p> <p>En outre, à la suite de la remise des rapports ECS et dans le cadre de l'instruction de ces rapports par l'IRSN, EDF a pris l'engagement ci-dessous :</p> <p>« Pour les sites dont la plate-forme est considérée à ce jour comme étant hors d'eau dans le cas d'un scénario de crue fluviale majorée, et notamment Tricastin et St Alban, EDF examinera (à échéance de fin 2012) si d'éventuels phénomènes induits par ce type de crue sur le comportement d'ouvrages hydrauliques sont susceptibles de conduire à une révision des niveaux retenus dans le cadre des premières évaluations.</p> <p>Les conclusions de cette analyse complémentaire seront prises en compte pour la protection des équipements relevant du « noyau dur ECS ».</p> <p>Pour le cas particulier du CNPE de Tricastin évoqué dans la recommandation IRSN, EDF souligne que les modifications prévues sur l'aménagement hydraulique de Donzère-Mondragon afin d'assurer la protection du site vis-à-vis de la CMM prévoient la création d'un dispositif de sécurité ultime (déversoir latéral en rive droite) permettant de limiter le niveau dans le canal y compris dans le cas de dysfonctionnements des ouvrages hydrauliques de l'aménagement. »</p>	<p>L'ASN considère que la majoration de 30% de la crue fluviale retenue par EDF dans ses rapports d'ECS permet d'aller significativement au-delà des niveaux de crue fluviale actuellement pris en compte pour ses sites, et répond en ce sens aux demandes du cahier des charges.</p> <p>Les résultats affichés dans les rapports ECS sont toutefois à considérer en tenant compte des incertitudes significatives liées à ces premières évaluations. Le comportement d'ouvrages hydrauliques dans le cadre du scénario de crue fluviale majorée serait à examiner de manière plus approfondie en particulier pour les sites de Tricastin et Saint-Alban.</p>
<p>Séismes initiateurs de ruptures de barrages (Blayais y compris) : EDF propose de réaliser des études complémentaires sur un séisme initiateur d'une rupture de barrage (pour confirmer que les protections du site contre l'inondation causée par cette rupture de barrage ne peuvent être effacées par le séisme) et sur un séisme susceptible d'entraîner plusieurs ruptures de barrages (pour confirmer que les protections du site vis-à-vis de l'inondation sont suffisantes).</p> <p>Lors de l'instruction, EDF a pris l'engagement ci-dessous :</p> <p>« Dans le cadre des études relatives aux effets de rupture de barrages sous l'effet de séismes « au-delà du référentiel » affichées dans les RECS, EDF considérera les risques induits, vis-à-vis des équipements relevant du « noyau dur ECS », par des ruptures multiples de barrages situés dans une même vallée. »</p>	<p>L'ASN considère que l'approche retenue par EDF ainsi que l'engagement pris répondent de manière satisfaisante au cahier des charges.</p>

4. EDF a également étudié d'autres scénarios majorés dans le cadre de la prise en compte de l'inondation induite par un séisme au-delà du dimensionnement ou de spécificités de sites, notamment une inondation causée par la perte d'intégrité des bassins d'eau brute SEA (Flamanville, Penly et Paluel) ; concernant la ruine des bassins SEA des trois sites, EDF considère que la stabilité des bassins est assurée pour un séisme supérieur au SMS.

L'ASN considère que cette approche est satisfaisante sous réserve que l'étanchéité de ces bassins soit garantie, d'autant plus qu'EDF valorise le bassin SEA en tant qu'appoint ultime.

Hauteurs d'eau résultant des scénarios de pluies majorées et de séismes au-delà du dimensionnement

EDF a calculé le niveau d'eau issu des scénarios majorés en valorisant les protections mises en œuvre sur le site dans le cadre de la protection contre les aléas du dimensionnement, y compris celles dont la mise en œuvre est prévue ultérieurement (par exemple 2014 pour Cruas et Tricastin).

L'ASN considère que cette approche n'est pas conforme à la demande du cahier des charges, EDF devant prendre en compte l'état réel des installations au 30 juin 2011.

Les conséquences des scénarios de majoration de la crue de référence sont très variables. Les plateformes des îlots nucléaires de certains sites resteraient hors d'eau. Pour les autres, l'inondation pourrait atteindre jusqu'à deux mètres environ sur les plateformes des îlots nucléaires. Pour un certain nombre de sites fluviaux, EDF considère que les estimations de hauteur d'eau atteintes, issues d'extrapolations d'études ou de modèles existants, nécessiteraient d'être consolidées.

Les conséquences de chacun des deux scénarios de pluies sont d'un ordre de grandeur centimétrique. Suivant les sites, EDF estime que les volumes d'eau associés à chacun des deux scénarios de pluies majorées sont soit contenus dans les voiries soit susceptibles de provoquer une lame d'eau de quelques centimètres de haut sur les plateformes des îlots nucléaires.

Concernant les scénarios d'inondation induite par un séisme au-delà du dimensionnement, les niveaux d'eau obtenus sont de l'ordre de grandeur centimétrique ou décimétrique dans certains cas. Cependant, suivant les sites, EDF estime que :

- soit le risque d'inondation peut être écarté car la plateforme sur laquelle se situe l'ouvrage qui rompt est largement en-dessous de la plateforme de l'îlot nucléaire,
- soit les volumes d'eau associés sont contenus dans les voiries,
- soit les volumes d'eau associés sont susceptibles de provoquer une lame d'eau de quelques centimètres de haut sur les plateformes de l'îlot nucléaire.

EDF n'a pas pu se prononcer pour l'ensemble des sites sur les conséquences de tels aléas dans les situations considérées. Des études restent également à faire.

L'évaluation des hauteurs d'eau induites par ces trois scénarios repose sur le principe du calcul de l'étalement d'un volume de pluie non évacué par le réseau. L'ASN considère que certaines hypothèses méritent d'être vérifiées (hypothèses hydrauliques, topographie) et les conservatismes retenus dans les études ne sont pas suffisants pour couvrir les effets dynamiques des écoulements. Des éléments complémentaires apparaissent nécessaires pour justifier les hypothèses d'étalement ainsi que les hypothèses hydrauliques retenues dans les études, notamment celles considérant l'obstruction des avaloirs²⁴.

Pour certains sites, EDF estime que les volumes d'eau induits par ces trois scénarios seront contenus dans les voiries des plateformes de sites. Pour les autres, l'altimétrie de l'eau est comparée aux seuils d'accès des locaux. En cas de risque H1, MDTE ou H3, EDF propose d'étudier la réalité d'un risque de lame d'eau sur les plateformes de l'îlot nucléaire et le cas échéant, des transformateurs TA/TS. Au cours de l'instruction, EDF a précisé que ces études conserveront l'hypothèse d'étalement de la lame d'eau, mais permettront de réduire les conservatismes retenus dans les évaluations actuelles.

Cependant, l'ASN considère que les incertitudes sur les hypothèses hydrauliques et d'étalement retenues par EDF peuvent conduire à des hauteurs d'inondation supérieures à celles présentées, l'appréciation des marges ne devant pas être conduite au centimètre près.

Lors de la réunion des groupes permanents de novembre 2011, EDF a pris l'engagement ci-dessous, qui répond de manière satisfaisante au cahier des charges :

« Les paramètres influents listés (durées de pluies, capacités d'absorption et capacités d'évacuation) sont considérés au-delà du référentiel vis-à-vis de la vérification de protection des équipements du « Noyau Dur ». Afin d'engager les études annoncées dans les RECS, visant à caractériser plus finement les lames d'eau induites par les scénarios « PFIx2 », « PFI+ obstruction SEO », et « inondation induite par un séisme au-delà du référentiel », EDF prévoit de définir et de justifier les différentes hypothèses retenues (capacités d'absorption des terrains, débits d'évacuation vers les terrains extérieurs, hypothèses d'étalements, modalités de prise en compte des effets dynamiques, modalités de prise en compte des données topographiques). En outre, concernant le scénario majoré « PFIx2 », une étude de sensibilité vis-à-vis de durées de pluies supérieures au temps de concentration du réseau sera réalisée. »

²⁴ Dispositif destiné principalement à recueillir les eaux de ruissellement et les conduire aux réseaux d'égouts.

Concernant le caractère enveloppe des scénarios retenus, l'ASN considère que la démarche mise en œuvre par EDF vise clairement à définir des aléas majorés qui couvrent l'ensemble des phénomènes pouvant conduire ou participer à une inondation, en examinant pour certains sites des scénarios supplémentaires.

L'analyse présentant les effets fautive induits par le risque inondation, fournie par EDF dans les rapports d'ECS, répond à la demande de l'ASN.

Cas particuliers des digues

A la suite de la réunion des groupes permanents de juillet 2011 qui a eu pour objet d'examiner la méthodologie proposée par les exploitants pour la réalisation des ECS, l'ASN a demandé à EDF d'examiner les conséquences de la rupture d'une part des digues du Grand Canal d'Alsace à proximité du site de Fessenheim et d'autre part des digues du canal de Donzère à proximité du site de Tricastin.

En ce qui concerne les conséquences d'une rupture de digue du canal de Donzère-Mondragon pour Tricastin et d'une rupture des digues du Grand Canal d'Alsace pour Fessenheim, EDF a apporté une réponse qui doit être considérée comme préliminaire en raison des délais associés aux ECS.

Concernant Tricastin, que ce soit dans le cas d'une rupture en rive gauche ou dans le cas de rupture en rive droite des digues du canal de Donzère-Mondragon, EDF estime que les protections périphériques existantes (batardeaux, écran étanche) permettraient d'éviter l'inondation de la plateforme du CNPE.

Concernant Fessenheim, les conséquences d'une rupture des digues du Grand Canal d'Alsace seraient la présence d'une lame d'eau sur le site, susceptible d'engendrer un scénario de perte totale des alimentations électriques externes et internes, ainsi que la perte potentielle d'autres matériels de l'îlot nucléaire.

Que ce soit pour Fessenheim ou Tricastin, EDF souligne l'absence d'éléments d'études précises disponibles à ce jour sur la hauteur de cette lame d'eau. Dans les RECS, EDF propose :

- d'engager un examen détaillé de la tenue des digues à un niveau supérieur au SMS, et de déterminer un débit d'inondation à prendre en compte au-delà du dimensionnement,
- d'engager, au vu des résultats, un calcul des champs d'inondations correspondants,
- de définir et mettre en place, si nécessaire les parades matérielles et organisationnelles adaptées pour éviter les situations redoutées que sont, pour ce type d'analyse, un rejet important dans l'environnement pour le réacteur et un découvrement des assemblages pour le bâtiment combustible.

L'ASN considère que l'engagement d'EDF répond partiellement à sa demande et qu'EDF devra mener des études indiquant de façon précise le niveau d'eau sur le site du Tricastin en cas de rupture des digues de Donzère-Mondragon et sur le site de Fessenheim en cas de rupture des digues du Grand Canal d'Alsace et évaluer les conséquences qui en découlent. L'ASN prendra une prescription à ce sujet.

Tenue des digues du Tricastin

Le Centre nucléaire de production d'électricité (CNPE) du Tricastin se situe en bordure du canal de Donzère à Mondragon (rive droite), à l'est du Rhône, au sein du site nucléaire du Tricastin comprenant notamment diverses installations dédiées à l'élaboration du combustible nucléaire. Le refroidissement de la centrale nucléaire du Tricastin s'appuie sur un circuit ouvert alimenté par l'eau du canal de Donzère - Mondragon en dérivation du Rhône.

EDF a identifié deux aléas susceptibles de conduire à une inondation du site à la suite d'une défaillance des digues dans ce canal : le séisme et la CMM.

En cas de séisme, les études réalisées par EDF préalablement à la réunion du groupe permanent de mars 2007 ont conclu à la stabilité des digues, sous réserve d'une surveillance et d'une maintenance effectives de ces digues de la part de leur maître d'ouvrage, la Compagnie Nationale du Rhône (CNR). A la suite de l'instruction du dossier, l'IRSN a confirmé dans l'ensemble le diagnostic d'EDF et a considéré que les deux phénomènes pouvant mettre en jeu la stabilité des digues sont une liquéfaction et une érosion interne au droit de singularités des corps de digue. A l'égard du risque de liquéfaction, la piézométrie (hauteur de l'eau dans les digues) est un paramètre essentiel ; l'ASN considère que la surveillance actuelle des digues est insuffisante pour caractériser de manière fiable la piézométrie des digues du canal.

En conséquence, l'ASN considère :

- à l'égard du risque d'érosion interne, EDF devra recenser les singularités locales (conduites ou ouvrages enterrés, secteur de transition entre deux digues de type différents...) et, le cas échéant, des travaux devront être réalisés afin de s'affranchir du risque d'érosion interne de ces secteurs ;
- dans l'attente d'une étude sur la vulnérabilité du tronçon de digue rive droite, EDF devra mettre en place une reconnaissance géotechnique²⁵ de ses matériaux constitutifs, et une surveillance de sa piézométrie ;
- compte tenu des enjeux de sûreté associés à la tenue des digues de l'aménagement de Donzère-Mondragon, EDF doit s'assurer auprès de la CNR que la surveillance et l'entretien de ces digues garantissent l'efficacité et la pérennité de leur drainage, ainsi que l'absence de désordres. EDF devra s'assurer en particulier que cette surveillance permet d'attester de l'efficacité du dispositif piézométrique.

Ces actions visent également (en plus de couvrir le comportement de la digue en cas de séisme) à assurer la tenue des digues en cas de crue millénaire majorée (CMM).

En cas de SMS et de CMM, l'ASN considère que le CNPE du Tricastin n'est pas à l'abri d'une inondation due à une défaillance des digues du canal.

En cas de CMM, le principal enjeu de protection du CNPE du Tricastin contre le risque d'inondation concerne l'intégrité des ouvrages de l'aménagement de Donzère-Mondragon et le maintien d'un niveau d'eau acceptable dans le canal, afin d'éviter une trop forte sollicitation des digues au-delà de celle prévue à leur conception. A sa conception, le dimensionnement de l'aménagement hydraulique a été effectué sur la base d'une crue de projet (9 900 m³/s) correspondant à un débit notablement inférieur au débit actuellement retenu pour la protection de la centrale nucléaire du Tricastin (débit de 13 700 m³/s).

Ainsi, en 2006, EDF et la CNR ont défini une stratégie de protection du site du Tricastin consistant en une combinaison de plusieurs parades matérielles et d'exploitation au sein de l'aménagement de Donzère-Mondragon.

Ils consistent en :

- la rehausse des points bas et confortement localisé de la digue rive gauche en amont des barrages de garde et du merlon dans la retenue de Donzère, au droit de la commune de Donzère ;
- la rehausse et le renforcement de la nouvelle passe navigable des barrages de garde en entrée du canal ;
- la mise en place d'un dispositif de débardage rapide d'une vanne du barrage de la retenue ;
- l'extension de la consigne d'exploitation au-delà de la « crue de projet » ;
- la mise en place d'un dispositif de sécurité ultime du canal (DSU). Ce dispositif consiste à créer un déversoir latéral en rive droite du canal.

²⁵ Reconnaissance de sol : étude in situ et en laboratoire permettant de définir l'ensemble des caractéristiques physiques, chimiques et mécaniques des terrains en place.

L'ASN a estimé cette stratégie satisfaisante dans son principe et dans la mesure où les travaux de mise en œuvre des parades étaient effectués rapidement. Toutefois, l'ASN a demandé à EDF d'apporter un certain nombre de compléments et de justifications relatifs notamment à la stabilité des ouvrages de l'aménagement et des digues.

A ce jour, ces éléments n'ont pas été apportés et les travaux de mise en œuvre des parades n'ont pas commencé ; cependant, une convention entre la CNR et EDF a été établie et l'échéance de réalisation des travaux est prévue pour fin 2014. Dans l'attente de la réalisation de ces travaux, l'ASN considère que la protection de la centrale du Tricastin n'est pas assurée en cas de CMM.

L'ASN a formulé le 27 mai 2011, dans le cadre de l'avis de l'ASN sur la poursuite d'exploitation du réacteur 1 de Tricastin après trente années de fonctionnement, une prescription imposant la réalisation de ces travaux avant le 31 décembre 2014.

Le CNPE de Fessenheim est implanté en contrebas de la digue rive droite du Grand Canal d'Alsace (GCA). Dans le rapport d'ECS de Fessenheim, EDF rappelle que plusieurs études ont été réalisées. Dans ces études, EDF a étudié quatre modes de défaillance de la digue et a réalisé des travaux de renforcement suivants :

- rupture par glissement : confortements sur le bouchon de fermeture du canal d'amenée ;
- perte l'étanchéité au niveau des joints : digues de protection réalisées en périphérie du site (pour détourner les fuites), renforcement du réseau de drainage du site (pour récupérer et rejeter à l'aval les eaux qui auraient percolé à travers ces digues de protection) et surveillance du corps de digue (pour vérifier l'absence de saturation, prévenir et détecter des fuites en situation normale et après un séisme) avec des niveaux d'alerte prédéfinis permettant une intervention adaptée ;
- rupture par érosion interne : injections dans la digue ;
- rupture par surverse²⁶ due à un tassement sismo-induit.

L'ASN considère que l'approche adoptée par EDF pour étudier la rupture de la digue est satisfaisante. Concernant l'état de la digue et la maîtrise de la connaissance générale de la digue, l'ASN considère que les dispositifs de surveillance permanente et d'alerte en cas de séisme sont adaptés. De même, l'ASN considère que les travaux réalisés préventivement permettent d'améliorer la stabilité et l'étanchéité des zones potentiellement fragiles.

3.2.2 Dispositions envisagées pour renforcer la robustesse des installations vis-à-vis du risque inondation

Sur la base des résultats présentés ci-dessus, l'ASN a demandé à EDF :

- d'indiquer si des mesures de protection supplémentaires peuvent être envisagées ou mises en œuvre (selon le délai entre l'alerte et les inondations) ;
- d'indiquer les points faibles ;
- de préciser tout effet falaise²⁷ ;
- d'identifier les bâtiments et équipements qui seraient inondés en premier ;
- d'indiquer si des dispositions peuvent être envisagées pour prévenir ces effets falaise ou pour renforcer la robustesse de l'installation (modification de la conception, modifications des procédures, dispositions organisationnelles...).

²⁶ La surverse est le débordement du niveau du fleuve au-dessus de la digue. En général, elle engendre une érosion externe et conduit rapidement les ouvrages en remblai à la rupture par brèche.

²⁷ Effet falaise : forte discontinuité dans le scénario se traduisant par une aggravation notable et irréversible de l'accident

Dans ses rapports d'ECS, EDF envisage des solutions différentes en fonction de l'effet falaise identifié et du scénario majoré qui a mené à cet effet falaise. Le tableau ci-dessous recense les différentes propositions d'EDF :

	Scenario de crue majorée	Scénarios de pluies majorées et scénarios de ruine d'ouvrages pour un séisme supérieur au dimensionnement
Lorsqu'un risque d'effet falaise lié à une situation H3 est identifié	EDF propose d'étudier une solution visant à renforcer la protection des équipements nécessaires à la conduite d'une situation H3.	EDF propose d'étudier la réalité d'un risque de présence d'eau sur la plateforme de l'îlot nucléaire. Au vu des résultats, EDF déterminera s'il est nécessaire de mettre en place des protections supplémentaires.
Lorsqu'un risque d'effet falaise lié à une situation H1 est identifié	pour certains sites, EDF propose d'étudier la nécessité d'un renforcement de la protection de la station de pompage.	EDF n'a pas identifié de disposition permettant de renforcer la robustesse des installations.
Lorsqu'un risque d'effet falaise MDTE est identifié	EDF n'a pas proposé de disposition permettant de renforcer la robustesse des installations.	EDF propose d'étudier la réalité d'un risque de lame d'eau sur la plateforme des transformateurs. Au vu des résultats, EDF déterminera s'il est nécessaire de mettre en place des protections supplémentaires.

Dans ses rapports d'ECS, EDF propose également d'autres dispositions pour renforcer la robustesse de l'installation :

- une étude des conséquences :
 - d'une remontée de nappe phréatique sur la tenue structurelle des bâtiments des tranches 1 et 2 du site de Penly ;
 - d'une crue karstique²⁸ sur la non-flottabilité des bâtiments pour le site de Paluel ;
- des études pour confirmer la tenue des digues de protection contre une CBMS+1m sous l'effet de la houle ;
- des études relatives au comportement sismique des protections en cas de séisme initiateur de ruptures de barrages et des études concernant la rupture multiple de barrages ;
- une étude sur la tenue sismique et le secours électrique du relevage²⁹ des pompes SEO.

Pour le site du Tricastin, EDF propose de mener des études de tenue sismique et de secours électrique du dispositif de relevage des eaux pluviales SEO. L'ASN considère que la démarche proposée est satisfaisante.

Pour trois sites (Tricastin, Fessenheim et Bugey), dont la source froide est située à une altitude plus élevée que la plateforme du site, il existe un risque de fuite importante en cas de rupture sur les circuits de refroidissement (CRF) des installations qui y sont connectés. Bien qu'EDF ait indiqué lors de l'instruction que les vannes permettent dans tous les cas l'isolement du circuit vis-à-vis de la source froide, un programme d'étude est engagé afin d'améliorer la robustesse de ces robinets d'isolement jusqu'à un niveau

²⁸ Crue issue de karst (massif calcaire dans lequel l'eau a creusé de nombreuses cavités)

²⁹ Pompe permettant de transférer un fluide d'une altitude à une altitude plus élevée.

à définir au-delà du dimensionnement. De plus, EDF indique que « des renforcements adaptés des bras porte contrepoids seront alors mis en œuvre ». EDF conclut qu'en l'état actuel, ce point ne remet pas en cause la sûreté des installations. Cependant, compte tenu du risque de vidange du canal, l'ASN considère que l'ensemble des éléments (capteurs, automatismes, vannes, partie amont des vannes...) permettant de garantir l'arrêt de la vidange du canal vers le site en cas de rupture sur le circuit de refroidissement devront être pris en compte dans l'étude précitée.

Concernant les conséquences des différents scénarios, l'IRSN a indiqué que les ordres de grandeur des niveaux d'eau obtenus sur la plate-forme de l'îlot nucléaire sont centimétriques pour les scénarios de pluies majorés et d'inondation induite par un séisme au-delà du dimensionnement et jusqu'à deux mètres environ sur la plateforme des sites pour les scénarios de crue majorée.

L'ASN considère que ni les rapports d'ECS, ni les compléments présentés par EDF au cours de l'instruction n'exposent clairement la stratégie d'EDF en regard des effets falaise identifiés et que les solutions envisagées par EDF pour renforcer la robustesse de l'installation sont principalement des solutions qui interviendraient au niveau de la mitigation de l'accident (renforcement des équipements nécessaires à la conduite d'une situation H1 ou H3).

L'ASN juge que cette approche ne répond pas de manière satisfaisante au cahier des charges et qu'il est nécessaire de renforcer la prévention des effets falaise. Par exemple, l'ASN considère qu'une rehausse suffisante de la PV permettrait d'éviter, dans la plupart des cas, les effets falaise H1/ H3 pour les scénarios de pluies majorées et d'inondation induite par un séisme au-delà du dimensionnement. **L'ASN prescrira à EDF de présenter les modifications qu'il envisage en vue de renforcer la protection des installations contre le risque d'inondation au-delà du référentiel actuel, par exemple par le rehaussement de la protection volumétrique, pour se prémunir de la survenue de situations de perte totale de la source froide ou des alimentations électriques pour les scénarios de pluies majorées et d'inondation induite par un séisme au-delà du dimensionnement.**

L'ASN a noté, notamment lors des inspections ciblées, la vulnérabilité des locaux diesels de certains sites en cas d'inondation. A titre d'exemple, sur certains sites, EDF valorise des trottoirs d'une dizaine de centimètres devant les accès aux locaux diesels. Or, l'ASN a constaté sur site que ces trottoirs n'étaient pas toujours présents. L'ASN formulera une demande en ce sens.

Cas des digues du site du Tricastin

EDF indique que la tenue au séisme des digues du canal de Donzère-Mondragon présente une robustesse significative au-delà du SMS. Compte tenu des délais impartis, EDF a présenté les résultats d'une étude existante concernant une rupture de digues du canal de Donzère-Mondragon. Selon EDF, les conséquences potentielles sont la présence d'une lame d'eau sur le site, susceptible d'engendrer une situation de type H3. Au titre des dispositions pouvant être envisagées pour renforcer la robustesse de l'installation, EDF propose d'engager des études définissant le cas échéant des dispositions à mettre en œuvre pour un séisme supérieur au SMS.

EDF indique que, dans le cas d'un scénario CMM augmentée de 30 %, le niveau d'eau dans le canal atteindrait une cote très proche de l'arase de la digue. EDF a vérifié qu'il n'y aurait pas de surverse des digues dans cette situation. Pour ce qui concerne le scénario CMM majorée de 30 %, l'ASN considère acceptable qu'EDF considère que les digues seraient stables pour ce scénario sous réserve que :

- les dispositions matérielles et organisationnelles prévues pour assurer la protection du site du Tricastin en cas de CMM soient réalisés ;
- les digues soient bien entretenues et les réserves à leur égard aient été levées (y compris pour garantir leur tenue en cas de CMM), conformément aux demandes formulées par l'ASN en 2007 et 2008 ;
- il n'existe effectivement pas de point bas en crête de digue inférieur à la cote atteinte par l'eau dans ce scénario ;
- il n'y ait pas d'érosion interne ou externe.

EDF justifie son assurance d'une tenue des digues jusqu'à 1,5 fois le SMS par la présence, dans les études du comportement de ces digues en SMS, de choix qu'EDF qualifie de « conservatismes » ; or, l'analyse de ces choix montre qu'il s'agit d'hypothèses plus réalistes que pessimistes. En conclusion, l'ASN considère que l'ensemble des éléments associés aux études des digues sous SMS ne permettent pas d'écarter une rupture de digue pour des séismes dont les spectres seraient 50 % plus élevés. Pour porter un avis pertinent sur le comportement des digues pour un séisme supérieur au SMS, l'ASN considère que des études spécifiques sont nécessaires.

L'ASN prescrira à EDF de réaliser des études sur la tenue de la digue au-delà du SMS en prenant en compte des hypothèses conservatives.

Concernant la proposition d'études du comportement des digues du Tricastin au-delà du SMS, l'ASN considère que cette démarche est satisfaisante, car de nature à s'assurer de l'absence d'effet falaise au-delà du SMS. Il convient de noter à cet égard que le SMS n'est pas pour les digues un cas de dimensionnement. Ces dernières n'ont pas été conçues et réalisées selon une démarche parasismique, mais leur résistance a été vérifiée a posteriori. Il n'y a donc a priori pas de raison particulière pour que le SMS associé au CNPE du Tricastin constitue un quelconque seuil dans le comportement sismique des digues.

EDF a proposé une action qui répond aux demandes de l'ASN et qui porte également sur la tenue de la digue pour le séisme pris en compte dans le référentiel. Ces éléments devront faire l'objet d'une instruction.

« Concernant l'examen détaillé du comportement des digues de Tricastin pour des niveaux de séisme supérieurs au SMS, EDF tiendra effectivement compte des éléments évoqués par l'IRSN à savoir :

- l'impact des incertitudes portant sur la constitution réelle des digues,
- l'impact des éventuelles singularités locales dans des mécanismes de dégradation des digues,
- la stabilité des barrages de garde en cas d'abaissement important de la ligne d'eau du canal consécutif à une rupture en rive gauche.

Dans ce cadre, les investigations complémentaires jugées nécessaires (campagne de reconnaissance géotechnique, amélioration du dispositif d'auscultation comprenant un suivi piézométrique des zones jugées sensibles) seront engagées sous réserve de l'accord préalable du concessionnaire de l'aménagement hydraulique de Donzère.

Par ailleurs le secteur d'étude sera adapté en fonction des scénarios de rupture de digues susceptibles de générer un risque effectif d'inondation de la plate-forme. »

Cas des digues de Fessenheim

Sur la base des éléments du rapport d'ECS du CNPE de Fessenheim, l'ASN considère que le comportement de la digue à la suite d'un séisme d'un niveau égal à 1,5 fois le SMS devrait être acceptable en termes de stabilité et de débit de fuites éventuelles, dans la mesure où des études en ont déjà établi une justification satisfaisante pour des séismes calés à 0,2g (séismes lointains) et 0,25g (séismes proches) et dans la mesure où des travaux d'amélioration de la stabilité et de l'étanchéité ont été réalisés de façon préventive dans les zones potentiellement fragiles.

Concernant l'état de la digue et la maîtrise de la connaissance de l'état de la digue par EDF, l'ASN considère que les dispositifs de surveillance permanente et d'alertes en cas de séisme sont satisfaisants et adaptés. Pour des niveaux de séisme allant de 0,2g à 0,5g, l'ASN considère que les parades mises en place sont suffisantes pour que les conséquences de l'endommagement éventuel de la digue, en termes de fuites, restent acceptables pour l'installation.

Par ailleurs, l'ASN souligne que, du fait du comportement particulier de ce type d'ouvrage (une brèche localisée entraîne la ruine complète de la digue) et au-delà de toute démonstration par le calcul, la robustesse des digues du canal repose à la fois sur l'assurance de leur état (bonne connaissance de ces digues, maîtrise des éventuels désordres) et sur leur surveillance constante.

Compte tenu des délais impartis, EDF a présenté les résultats d'une étude existante concernant une rupture de digues du Grand Canal d'Alsace. Selon cette étude, les conséquences potentielles sont la hauteur d'eau importante sur le site.

Concernant le scénario de rupture de la digue, quelle qu'en soit l'origine, EDF propose :

« D'engager un examen détaillé de la tenue des digues à un niveau supérieur au SMS, et de déterminer un débit d'inondation à prendre en compte au-delà du dimensionnement (en écartant des niveaux de séisme complètement non plausibles, afin de définir les parades les plus adaptées). D'engager, au vu de ces résultats, un calcul des champs d'inondations correspondants. De définir et de mettre en place, au vu de ces résultats, les parades matérielles et organisationnelles adaptées pour éviter les situations redoutées que sont, pour ce type d'analyse [...], un rejet important dans l'environnement pour le réacteur et un découverture des assemblages pour le Bâtiment combustible. »

Concernant le risque d'effacement total de la digue, quelle qu'en soit l'origine, l'ASN considère satisfaisante la proposition figurant dans le rapport d'ECS et note la précision apportée lors de l'instruction :

« Les dispositions matérielles qui seraient mises en œuvre dans ce cadre porteraient sur le renforcement de la robustesse des digues (prévention) et/ ou sur le renforcement des protections des matériels nécessaires à la gestion d'une situation H 1/ H 3 (mitigation), EDF n'étant pas en mesure, au stade actuel des études, de statuer sur les solutions techniques à privilégier ».

L'ASN considère nécessaire qu'EDF confirme ces éléments.

4. Autres phénomènes naturels extrêmes liés à l'inondation

L'inondation peut être accompagnée d'autres phénomènes climatiques. C'est la raison pour laquelle l'ASN a demandé à EDF, dans sa décision du 5 mai 2011, de mener une analyse similaire à celle réalisée pour l'inondation ou le séisme.

A titre d'exemple, on peut citer la tempête qui a balayé la France en décembre 1999 qui s'est caractérisée à la fois par une marée importante et des vents forts ayant entraîné une inondation partielle de la plateforme du CNPE du Blayais et des perturbations électriques sur les sites de Nogent et Blayais.

4.1 Dimensionnement des installations

Concernant les conditions météorologiques extrêmes liées à l'inondation (tempête, pluies torrentielles...), l'ASN a demandé à EDF de préciser :

- les événements et combinaisons d'événements pris en compte, et les raisons de leur sélection (ou non) pour le dimensionnement de l'installation ;
- les points faibles, en précisant tout effet falaise, ainsi que l'identification des bâtiments et équipements qui seraient affectés ;
- si des dispositions peuvent être envisagées pour prévenir ces effets falaise ou pour renforcer la robustesse de l'installation (modification de la conception, modification des procédures, dispositions organisationnelles...).

EDF a consacré un chapitre des rapports d'ECS de chacun de ses sites aux conditions météorologiques extrêmes liées à l'inondation. Dans ses rapports d'ECS, EDF a pris en compte quatre phénomènes :

- les effets directs du vent sur les installations ;
- les effets des projectiles générés par un vent extrême ;
- les effets de la grêle ;
- les effets de la foudre.

Dimensionnement des matériels à ces phénomènes climatiques extrêmes

Vent

Le dimensionnement des ouvrages a été réalisé suivant les règles Neige et Vent 65 à la dernière révision disponible pour la construction de chaque palier. Lors de chaque réexamen périodique de sûreté, EDF vérifie que la tenue des bâtiments importants pour la sûreté (IPS) et des bâtiments abritant des systèmes ou matériels IPS est assurée pour un vent dont les caractéristiques sont conformes aux évolutions des règles Neige et Vent (éditions 1999 et 1984 modifiées en 2000).

EDF a également vérifié le dimensionnement des bâtiments, notamment en prenant en compte le retour d'expérience des deux tempêtes qui ont balayé la France en décembre 1999 ainsi que des tempêtes plus récentes (Klaus en 2009 et Xynthia en 2010). EDF estime que ces tempêtes n'ont généré aucune détérioration sur les bâtiments de l'îlot nucléaire et sur les ouvrages de génie civil de la station de pompage. Les systèmes et équipements assurant les fonctions de sûreté d'un réacteur se situant essentiellement dans ces bâtiments et ouvrages, les effets du vent n'ont pas eu d'impact sur la sûreté.

Dans le cadre des derniers réexamens de sûreté des réacteurs des paliers 900 MWe et 1300 MWe, EDF a vérifié la tenue aux vents des équipements classés IPS-NC³⁰ situés à l'extérieur des ouvrages de génie civil. Or, les rapports d'ECS ne mentionnent pas ces équipements.

Par ailleurs, des projectiles ont été générés par les vents extrêmes (graviers, antennes, éléments de toiture...) des trois tempêtes citées ci-dessus ; EDF évalue leur énergie pour une vitesse d'environ 200 km/h. EDF estime que celle-ci n'est pas suffisante pour endommager les structures ou ouvrages de génie civil remplissant ou abritant des systèmes ou matériels participant à une fonction de sûreté. Ainsi, seuls les matériels IPS situés à l'extérieur des bâtiments sont susceptibles d'être agressés par de tels projectiles. Or, la majorité des matériels importants pour la sûreté étant située à l'intérieur des bâtiments, ils sont protégés du risque de dégradation. De plus, en règle générale, les objets légers (inférieurs à environ 2 kilogrammes) ou les matériels peu rigides (calorifuges, branchages...) ne sont pas susceptibles de dégrader les matériels IPS extérieurs.

Néanmoins, lors des derniers réexamens de sûreté, EDF a défini un référentiel des exigences de sûreté de protection contre les projectiles générés par les vents extrêmes. Ce référentiel définit des projectiles lourds et légers considérés à toute altitude et dans toutes les directions, selon une vitesse prenant en compte les événements passés et la réglementation. Ce référentiel définit également des « cibles » à protéger et impose un cumul de perte des alimentations électriques de site avec la perte de la source froide. Toutefois, EDF n'a intégré pas dans ce référentiel les équipements IPS-NC situés à l'extérieur des ouvrages de génie civil, ce que l'ASN a demandé à EDF prendre en compte dans les prochains réexamens de sûreté.

Grêle

EDF indique dans ses rapports d'ECS que la grêle n'a pas été retenue pour le dimensionnement des tranches.

Foudre

Dans les rapports d'ECS, EDF précise que la protection des installations contre les risques liés à la foudre se conforme aux dispositions de l'arrêté ministériel du 15 janvier 2008 (relatif à la protection contre la foudre de certaines installations classées) abrogé et remplacé par l'arrêté du 19 juillet 2011³¹. Selon la démarche retenue par EDF relative à la protection contre la foudre, les mesures de prévention et des dispositifs de protection doivent garantir que les conséquences sur la sûreté des installations d'un foudroiement sont enveloppées par celles définies lors de la conception initiale des réacteurs vis-à-vis des incidents de catégorie 2 (fréquence inférieure à 10^{-2} par réacteur et par an).

Conformément à l'arrêté cité ci-dessus, une analyse du risque foudre a été menée pour démontrer l'acceptabilité des conséquences d'un foudroiement vis-à-vis de l'environnement, selon une démarche basée sur la norme NF EN 62305-2 de 2006 (« Protection contre la foudre : évaluation du risque »). EDF indique qu'à la suite de cette étude, des mesures de prévention et des dispositifs de protection seront définis, en vue d'une mise en œuvre au 1er janvier 2012. Avant cette date, les équipements mis en place en application de la réglementation antérieure³² font l'objet d'une surveillance conformément à la norme NFC 17-100.

La foudre peut avoir des effets directs (lorsque l'impact de la foudre est situé directement sur la structure du bâtiment) et indirects (impact de la foudre au voisinage de la structure ou du bâtiment). Concernant les effets directs, les bâtiments et structures des CNPE présentent au minimum une protection de niveau II

³⁰ Équipement important pour la sûreté mais non classé de sûreté à savoir : les équipements dont la défaillance est susceptible de nuire au respect des objectifs de sûreté (intégrité de l'enveloppe sous pression du circuit primaire principal, arrêt et maintien en état sûr du réacteur, prévention et limitation des conséquences radiologiques des accidents), les équipements dont le bon fonctionnement est seulement nécessaire à long terme pour atteindre ces objectifs, certains équipements mis en œuvre en cas d'agression (incendie, inondation...). Depuis la conception, la classe IPS-NC a été étendue à d'autres matériels nécessaires à la démonstration de sûreté.

³¹ Arrêté du 19 juillet 2011 modifiant l'arrêté du 22 octobre 2010 relatif à la classification et aux règles de construction parasismique applicables aux bâtiments de la classe dite « à risque normal ».

³² Article 35 de l'arrêté du 31 décembre 1999 modifié fixant la réglementation technique générale destinée à prévenir et limiter les nuisances et les risques externes résultant de l'exploitation des installations nucléaires de base.

Arrêté du 28 janvier 1993 concernant la protection contre la foudre de certaines installations classées.

au sens de la norme CEI 61024 ou de la NFC 17-100. Leur protection est réalisée par une cage maillée. Les tuyauteries et les capacités sont par nature protégées vis-à-vis de la foudre. Concernant les effets indirects, différents dispositifs sont mis en œuvre par EDF (antennes et tuyauteries raccordées à la terre, câbles de mesure blindés et raccordés à une extrémité...).

L'EPR est quant à lui conçu, vis-à-vis de l'agression foudre, conformément au « référentiel de sûreté foudre applicable à l'EPR ». Des dispositions adéquates sont donc mises en œuvre afin de garantir que les fonctions de sûreté des systèmes et des matériels qui sont nécessaires pour amener la tranche dans un état sûr et pour éviter et limiter les rejets radioactifs ne sont pas affectées de manière inadmissible. Les caractéristiques retenues de l'agression sont celles relatives au niveau I de protection, tel que défini par la norme NF EN 62 305-1 ou la norme NF C 17-100.

Compte-tenu des mesures de protection mises en place contre la foudre, EDF considère que les conséquences sur la sûreté des installations d'un foudroiement sont effectivement enveloppées par celles définies lors de la conception initiale des tranches vis-à-vis d'un incident de catégorie 2.

Neige

Concernant la neige, EDF n'a pas jugé utile de la prendre en compte dans le cadre des ECS. Sur ce point, d'autres exploitants concernés par la décision de l'ASN du 5 mai 2011 ont pris en compte la neige parmi les phénomènes naturels extrêmes et constate donc des disparités entre exploitants de sites proches. L'ASN demandera à EDF de présenter des études prenant en compte la neige.

Cumul des phénomènes climatiques extrêmes

EDF considère que les combinaisons d'événements prises en compte peuvent générer un risque de défaillance de mode commun, c'est-à-dire un risque d'indisponibilité de matériels ou de systèmes fonctionnellement redondants. Or une telle situation est susceptible de se traduire par une situation de perte totale de source froide (situation dite H1), ou de perte des alimentations électriques externes (MDTE-Manque De Tension Externe) sur toutes les tranches du CNPE. Ces situations sont présentées dans le § 5 du présent chapitre.

4.2 Évaluation des marges de sûreté

4.2.1 Estimation des marges en cas de conditions météorologiques extrêmes

Vent

EDF estime que le dimensionnement des bâtiments aux risques d'explosion hors du site permet de garantir leur robustesse à des vents extrêmes. EDF a évalué la marge existante par comparaison avec cet événement. EDF conclut que, pour l'ensemble de ses sites, tous les bâtiments dimensionnés à « l'explosion hors site » sont donc robustes à des vents extrêmes avec des marges importantes.

Pour les bâtiments non couverts par le dimensionnement à « l'explosion hors site », EDF estime que les sollicitations associées à des vents extrêmes ne sont pas susceptibles d'avoir des conséquences sur la sûreté des réacteurs. Vis-à-vis des effets directs du vent sur les matériels nécessaires en cas de situation H3, H1 ou d'accidents graves et situés à l'extérieur des bâtiments (tuyauteries d'alimentation de secours des générateurs de vapeurs ASG et réservoirs de distribution d'eau déminéralisée pour les parties conventionnelles SER), EDF conclut que les sollicitations associées à des vents extrêmes ne remettent pas en cause leur tenue.

L'ASN considère que les profils des deux situations (« explosion hors site » et « vent extrême ») ne sont pas les mêmes : la sollicitation sur les structures est unique pour les explosions alors qu'un vent en rafale conduit à plusieurs sollicitations. En outre, l'ASN considère que la valeur de vitesse de vent à considérer dans ces études mérite d'être consolidée. EDF se limite à analyser le comportement de ses installations et les éventuels effets faibles pour une valeur de vitesse de vent de l'ordre de 200 km/h. Cette valeur est proche de celle des règles Neige et Vent 65 modifiées 1999 (qui donnent des vitesses variant globalement entre 150 km/h et 200 km/h pour les CNPE). L'ASN considère alors que la valeur retenue par EDF pour

l'étude des effets falaise ne constitue pas un scénario allant suffisamment au-delà des scénarios pris en compte pour la conception des installations. De plus, l'ASN considère qu'une vitesse de 200 km/h est une vitesse rarement observée en métropole mais elle n'est pas la vitesse maximale enregistrée sur les trente dernières années (tempête du 16 octobre 1987 : vitesses observées de 216 km/h).

Lors de l'instruction préparatoire à la réunion des groupes permanents de novembre 2011, EDF a pris l'engagement de « transmettre sous 6 mois l'étude statistique permettant de vérifier le comportement borné des vitesses de vent exceptionnelles et de confirmer la vitesse de vent maximale à prendre en compte pour l'évaluation des éventuels effets falaise. Les valeurs retenues pour chaque site seront comparées aux vitesses maximales enregistrées par les stations métropolitaines de Météo France représentatives de chaque site. »

Cet engagement répond partiellement à la demande de l'ASN. **L'ASN considère qu'EDF doit mener des études prenant également en compte les spécificités des vents en rafale et formulera une demande en ce sens à EDF.**

L'ASN considère que les conclusions sur les effets directs du vent sont également valables pour les effets indirects du vent : l'ASN considère que la valeur de vitesse de vent à considérer dans ces études mérite d'être consolidée. L'ASN considère également qu'EDF doit vérifier que, pour des vents de l'ordre de 200 km/h, les seuls projectiles à prendre en compte sont effectivement des tôles de bardage qui ne sont pas de nature à dégrader les matériels IPS extérieurs du fait de leur très faible rigidité.

Grêle

La majorité des matériels IPS est située à l'intérieur des bâtiments, ce qui leur confère une protection vis-à-vis du risque de détérioration par la grêle. Concernant la robustesse des bâtiments eux-mêmes à l'effet de la grêle, EDF estime que l'impact maximal pourrait être des pincements du bardage sans le traverser. Aucun incident lié à une averse de grêle n'a été constaté sur les réacteurs en exploitation.

Les cibles identifiées vis-à-vis de la grêle sont majoritairement celles déjà prises en compte dans les analyses relatives aux projectiles générés par le vent. Les tuyauteries, les bâches sont jugées résistantes à l'impact de la grêle.

Les conséquences d'une obturation des réseaux d'évacuation des eaux pluviales, qui pourrait être provoquée par la grêle, sont traitées dans le § 3 du présent chapitre.

L'ASN considère que les éléments présentés par EDF vis-à-vis de la grêle sont succincts : en particulier, aucune valeur de chargement de la grêle (intensité, diamètre des grêlons...) n'a été mentionnée. L'ASN demandera qu'EDF propose une définition plus précise d'un chargement de la grêle extrême et qu'EDF mène une analyse plus approfondie de la résistance des équipements.

Foudre

EDF considère qu'il n'y a pas d'effet falaise plausible susceptible d'être engendré par la foudre, compte tenu :

- de la robustesse élevée des installations nécessaires à la gestion d'une situation accidentelle vis-à-vis du risque foudre et ses effets ;
- de la confirmation par le retour d'expérience, jusqu'à des niveaux élevés, de l'efficacité de cette robustesse ;
- de la redondance fonctionnelle et de la diversité de certains systèmes, en premier lieu ceux liés aux alimentations électriques.

Pour renforcer la robustesse des installations, EDF indique néanmoins qu'un programme de maintenance préventive pour les « Ouvrages chauds non IPS » et un programme de maintenance pour la « salle des machines » sont en cours d'élaboration. Ils couvriront les bardages métalliques. EDF estime qu'une maintenance des bardages limite leur risque de détérioration en cas de tempête pour les bâtiments entrant dans le périmètre de ces programmes de maintenance et augmentera de ce fait la protection des installations contre les risques liés à la foudre.

Concernant les effets falaise dus à la foudre pour les REP en exploitation, l'ASN constate qu'EDF se base uniquement sur des arguments en lien avec le dimensionnement ou le retour d'expérience positif à des niveaux élevés d'intensité sans pour autant en mentionner les valeurs permettant de conclure à l'absence d'effet falaise.

Par ailleurs, l'ASN a noté que sur EPR (Flamanville 3, Penly 3), EDF a mentionné une analyse du retour d'expérience qui révèle l'occurrence de coups de foudre allant jusqu'à des intensités de 454 kA (Chooz en avril 2011). EDF a précisé qu'une étude sera menée sur l'EPR pour évaluer les conséquences d'un coup de foudre supérieur à 200 kA pour les équipements installés hors « cage maillée ». Or, ce retour d'expérience sur Chooz ainsi que cette étude ne sont pas mentionnés dans les ECS des REP en exploitation.

L'ASN considère qu'un chargement « foudre extrême », défini à partir de l'ensemble du retour d'expérience disponible, devra être défini et pris en compte pour les REP en exploitation pour les matériels nécessaires à la gestion des situations H1, H3 et accidents graves. L'ASN demandera à EDF de réaliser de telles études.

Cumul des phénomènes climatiques extrêmes et des situations de perte de source froide (H1) et de perte des alimentations électriques (H3)

Contrairement à ce qui est demandé par l'ASN dans sa décision du 5 mai 2001, EDF ne prend pas en compte ces phénomènes naturels extrêmes dans les analyses H1 et H3 présentées dans les rapports d'ECS (voir § 5 du présent rapport). Toutefois, lors de l'instruction précédant la réunion des groupes permanents de novembre 2011, EDF a indiqué qu'il les prendrait en compte dans l'analyse des actions à réaliser au titre des situations H1, H3 et des accidents graves.

L'ASN considère qu'EDF doit prendre en compte les conditions météorologiques extrêmes liées à l'inondation dans la définition du « noyau dur » (voir § 8).

Concernant l'EPR, EDF indique que, pour se prémunir de tout effet falaise au-delà du référentiel, les matériels supplémentaires qui pourraient être mis en œuvre à la suite des ECS seront dimensionnés ou protégés vis-à-vis des conditions climatiques extrêmes. L'ASN considère que cette démarche est satisfaisante.

4.2.2 Dispositions envisagées pour renforcer la robustesse des installations vis-à-vis de conditions météorologiques extrêmes

Dans son cahier des charges, l'ASN a demandé à EDF, sur la base des conclusions de l'analyse précédente, d'indiquer si des dispositions peuvent être envisagées pour prévenir ces effets falaise ou pour renforcer la robustesse de l'installation (modification de la conception, modification des procédures, dispositions organisationnelles...).

Concernant les réacteurs en exploitation, EDF s'est engagée, au cours de l'instruction préparatoire à la réunion des groupes permanents de novembre 2011, à étudier la tenue aux effets directs et indirects du vent du dispositif d'éventage-filtration sollicité en accident grave (filtre U5), ainsi que la tenue aux effets indirects du vent de matériels nécessaires au fonctionnement des locaux de crise et situés à l'extérieur du bâtiment. En outre, pour renforcer la robustesse des installations, EDF indique qu'un programme de maintenance préventive pour les « Ouvrages chauds non IPS » et un programme de maintenance pour la « salle des machines » sont en cours d'élaboration. Ils couvriront les bardages métalliques. EDF estime qu'une maintenance des bardages limite leur risque de détérioration en cas de tempête pour les bâtiments entrant dans le périmètre de ces programmes de maintenance et augmentera de ce fait la protection des installations contre les risques liés à la foudre. En complément, l'ASN veillera à ce que la définition du « noyau dur » prenne en compte les conditions météorologiques extrêmes liées à l'inondation.

Concernant l'EPR, EDF indique que, pour se prémunir de tout effet falaise au-delà du référentiel, les matériels supplémentaires qui pourraient être mis en œuvre à la suite des ECS seront dimensionnés ou protégés vis-à-vis des conditions climatiques extrêmes. L'ASN considère que cette démarche est satisfaisante.

5. Perte des alimentations électriques et perte des systèmes de refroidissement

Même après arrêt des réactions nucléaires en chaîne, le combustible nucléaire présent dans le réacteur et dans les piscines de désactivation doit être refroidi afin d'évacuer la puissance résiduelle. A cette fin, il est nécessaire d'assurer la continuité de l'alimentation électrique de certains composants clés (par exemple, les pompes des systèmes de refroidissement), ainsi que la fourniture en eau provenant d'une source froide (par exemple un fleuve ou la mer).

L'ASN a par conséquent demandé à EDF d'analyser les pertes induites de systèmes de sûreté suivantes, en lien avec le retour d'expérience de l'accident de la centrale de Fukushima :

- perte des alimentations électriques (y compris le cas de perte totale des alimentations électriques externes et internes) ;
- perte des sources de refroidissement ;
- cumul de ces deux pertes.

L'ASN considère que les réponses d'EDF sont globalement conformes au cahier des charges qu'elle avait fixé.

L'analyse des rapports d'ECS d'EDF a montré que certains scénarios de perte de la source froide et de perte des alimentations électriques peuvent conduire à une fusion du cœur dans un délai de quelques heures pour les cas les plus défavorables.

Aussi, l'ASN considère nécessaire d'augmenter la robustesse des installations par un certain nombre de moyens leur permettant de faire face à des situations de perte de sources électriques ou de refroidissement de longue durée et pouvant affecter l'ensemble des installations d'un site. L'ASN prescrira à EDF de mettre en place des dispositions renforcées, intégrées au noyau dur évoqué dans le § 8 du présent rapport, comprenant notamment un diesel et une alimentation en eau d'ultime secours, résistant à des agressions internes et externes dépassant le référentiel actuel, permettant de faire face à des situations de perte totale des alimentations électriques ou des moyens de refroidissement en vue de prévenir la fusion du cœur dans ces situations. Dans l'attente du déploiement progressif de ces dispositions qui prendra plusieurs années, l'ASN prescrira la mise en place de dispositions provisoires dès 2012, telles que des groupes électrogènes mobiles.

5.1 Perte des alimentations électriques

Chaque réacteur est relié au réseau de transport d'électricité par une ligne appelée « ligne principale ». Avant de mettre à disposition du réseau l'énergie électrique qu'il produit au niveau de l'alternateur, le réacteur soutire via le transformateur de soutirage (TS) l'énergie électrique lui permettant d'alimenter les tableaux qui fournissent l'énergie nécessaire aux matériels indispensables à son fonctionnement, ainsi qu'aux matériels nécessaires à la sûreté de l'installation. En cas d'incident sur la ligne principale, il est capable de s'isoler du réseau de transport d'électricité et via son transformateur de soutirage, il peut continuer à alimenter lui-même ses tableaux ; cette procédure est appelée « îlotage ».

Lorsque le réacteur ne produit pas d'électricité ou en cas d'indisponibilité de la ligne principale, l'alimentation des tableaux se fait alors via une seconde ligne, appelée ligne auxiliaire. Le réacteur est alors alimenté directement par le réseau de transport d'électricité, via le transformateur auxiliaire (TA).

Pour disposer sur site de sources électriques d'énergie suffisante, chaque réacteur dispose de sources internes de secours conventionnelles redondantes et capables d'alimenter les tableaux électriques indispensables au bon fonctionnement des matériels de sûreté. Les sources de secours conventionnelles d'un réacteur sont ainsi constituées de deux groupes électrogènes de secours à moteur diesel sur les réacteurs du parc en exploitation et de quatre groupes électrogènes principaux sur le réacteur EPR.

Chaque centrale nucléaire dispose également d'une source d'énergie interne de secours supplémentaire dont la technologie diffère suivant le palier auquel elle appartient :

- sur le palier 900 MWe, un groupe électrogène à moteur diesel d'ultime secours (GUS) par site ;
- sur les paliers 1300 MWe et N4, une turbine à combustion (TAC) par site ;
- sur le réacteur EPR, deux groupes électrogènes à moteur diesel d'ultime secours (SBO) par réacteur.

Des batteries électriques, d'une autonomie d'une heure sur les réacteurs du parc en exploitation et de deux heures sur le réacteur EPR, permettent en outre d'assurer et de garantir la continuité de l'alimentation électrique de certains équipements importants lorsque les groupes électrogènes ne sont pas en fonctionnement.

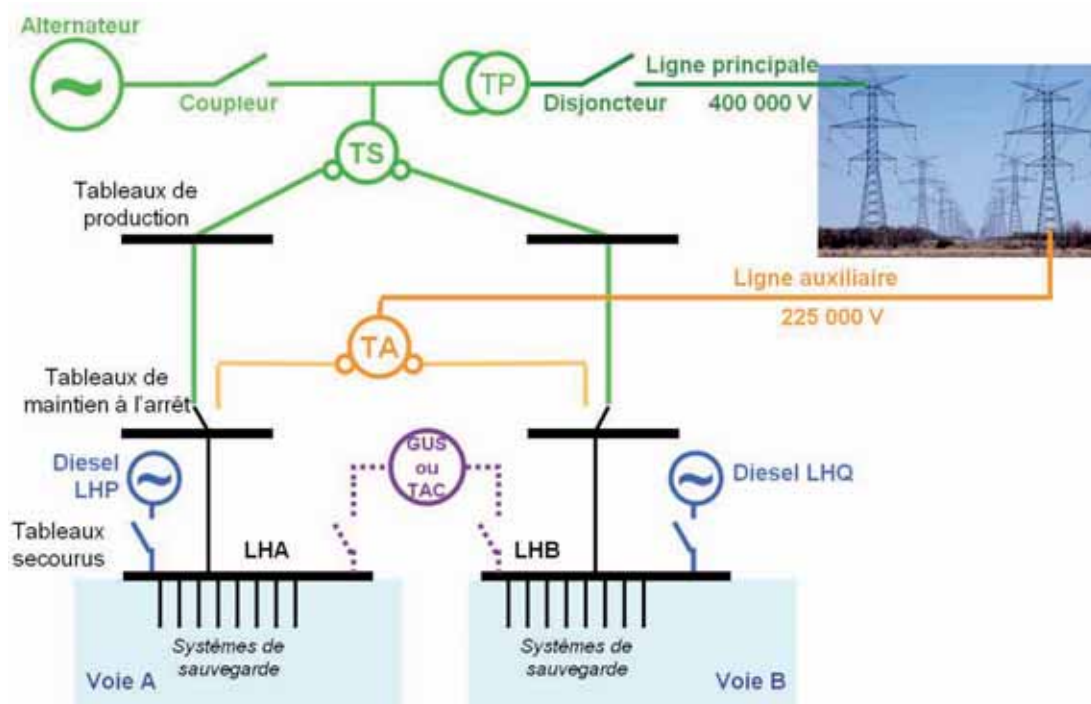


Schéma de principe des alimentations électriques d'un réacteur du parc en exploitation

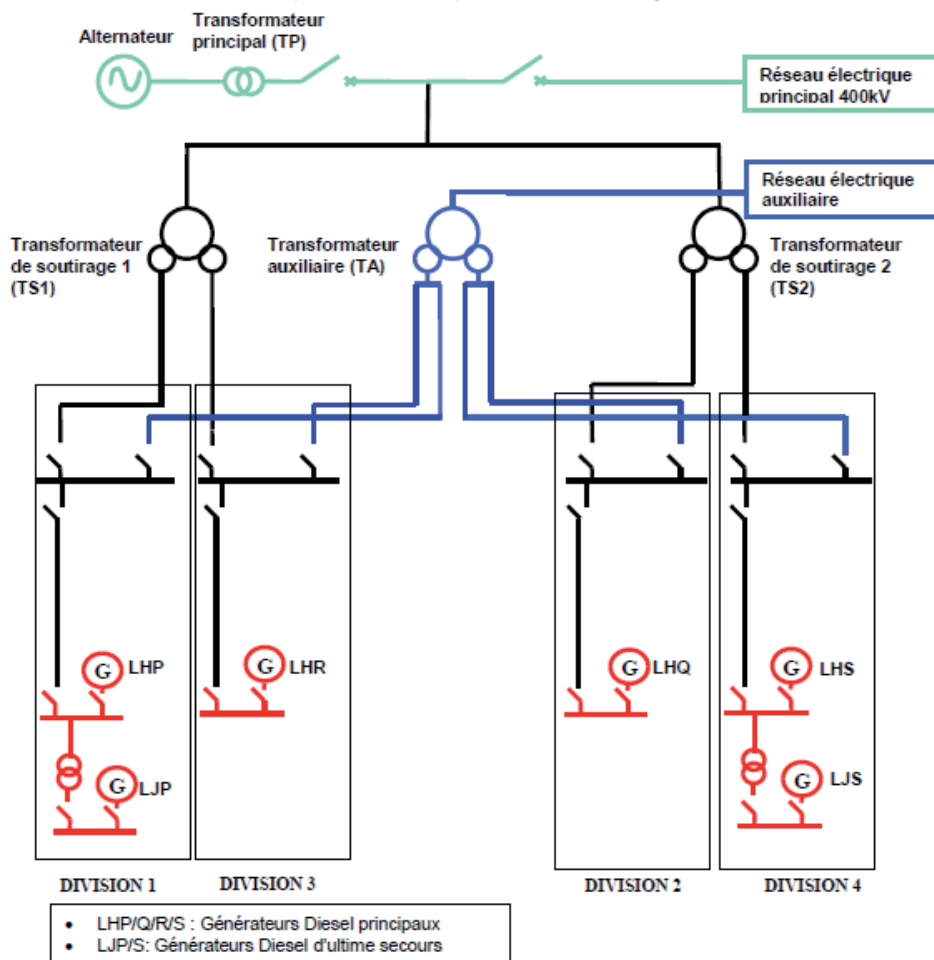


Schéma de principe des alimentations électriques d'un réacteur du réacteur E PR

En cas de perte des sources électriques externes et des sources internes de secours précitées, et afin d'alimenter certains matériels critiques pour la gestion de cette situation, des équipements spécifiques sont prévus :

- sur chaque réacteur du parc en exploitation, une ultime source d'énergie électrique de type turbo-alternateur (L.L.S) alimenté par la vapeur des générateurs de vapeur (G.V) ;
- sur le réacteur EPR, deux batteries dédiées à cette situation (dites batteries « 12 heures »).

L'ASN a demandé à EDF d'étudier, dans les évaluations complémentaires de sûreté, la perte successive de toutes ces sources électriques, en considérant dans un premier temps qu'un seul réacteur est concerné puis dans un second temps que toutes les installations d'un même site sont affectées simultanément.

Les inspections ciblées conduites par l'ASN en 2011 ont montré que l'état général des alimentations électriques était correct, mais un certain nombre d'écarts subsiste sur certains sites. La rigueur apportée aux documents d'exploitation et de maintenance, l'état physique de certains matériels liés à l'entreposage de fioul, la gestion périodique des fluides nécessaires aux groupes électrogènes et les contrôles périodiques associés aux TAC sont en règle générale des axes d'amélioration pour de nombreux sites.

5.1.1 Perte des alimentations électriques externes

L'ASN a demandé à EDF pour chaque réacteur de :

- décrire les dispositions de conception de l'installation tenant compte de cette situation, les moyens de secours prévus et leurs conditions de mise en œuvre ;
- indiquer combien de temps les alimentations électriques internes peuvent fonctionner, sans secours extérieur ;
- préciser les dispositions prises pour prolonger la durée d'utilisation des alimentations électriques internes (ravitaillement en combustible des groupes électrogènes diesel...) ;
- indiquer toute disposition envisagée pour renforcer la robustesse de l'installation (modification de conception, modification des procédures, dispositions organisationnelles, etc.).

La perte des alimentations électriques externes d'un réacteur est une situation étudiée au titre du référentiel de sûreté ; elle correspond à la perte des lignes principales et auxiliaires ainsi qu'à l'échec de l'ilotage.

Dans cette situation de perte des alimentations électriques externes :

- le réacteur est alimenté par ses sources internes constituées par les groupes électrogènes à moteur diesel de secours ; ces groupes démarrent automatiquement en cas de perte simultanée des réseaux principaux et auxiliaires ou de baisse de tension significative sur les tableaux électriques secourus ;
- les barres de contrôle chutent par gravité, ce qui permet d'étouffer la réaction de fission nucléaire et d'assurer le contrôle de la réactivité ;
- le cœur du réacteur continue à dégager de la chaleur, appelée puissance résiduelle, qui doit être extraite du cœur pour empêcher sa montée en température, puis à terme son endommagement ;
- les groupes motopompes primaires (GMPP) ne sont plus alimentés électriquement, leur puissance ne permettant pas une alimentation par les groupes électrogènes ; le débit du circuit primaire décroît rapidement ; après l'arrêt complet des GMPP, une circulation naturelle en thermosiphon dans les boucles primaires assure l'évacuation de la puissance résiduelle, qui diminue par la décroissance consécutive à l'arrêt automatique du réacteur ;
- du côté secondaire, l'arrêt du réacteur entraîne le déclenchement de la turbine et la fermeture des vannes d'admission à la turbine ; les pompes d'eau alimentaire normale des générateurs de vapeur (circuit ARE) étant arrêtées du fait de l'initiateur, le débit d'eau alimentaire s'annule jusqu'à la mise en route du système d'eau alimentaire de secours (circuit ASG) ; la puissance résiduelle est évacuée par les générateurs de vapeur par l'ouverture des vannes à l'atmosphère (GCT-a pour le parc en exploitation ou VDA pour le réacteur EPR) ;
- les circuits de refroidissement de la piscine d'entreposage du combustible sont secourus par les groupes électrogènes de secours du réacteur.

EDF a rappelé dans les rapports d'évaluation complémentaire de la sûreté (RECS) que le démarrage des groupes électrogènes de secours permet à l'équipe de conduite de disposer des sources électriques nécessaires pour ramener le réacteur dans un état sûr en cas de perte des alimentations électriques externes.

Dans le cadre d'actions planifiées et systématiques d'identification des éventuels écarts présents sur ses installations (essais périodiques, maintenance, inspections réglementaires, examen de conformité des installations réalisées dans le cadre des réexamens de sûreté, etc.), EDF a identifié certains écarts de conformité affectant directement ou indirectement les groupes électrogènes des réacteurs en exploitation.

L'ASN considère que ces écarts de conformité, s'ils ne présentent pas de danger immédiat pour la sûreté, affectent la robustesse des groupes électrogènes de secours. Ces écarts de conformité ont été déclarés par EDF à l'ASN et font l'objet d'un suivi particulier.

Concernant l'autonomie des alimentations électriques internes, EDF a rappelé dans les rapports d'ECS que le cas enveloppe, étudié au titre de la robustesse de l'installation, considère une situation de perte des alimentations électriques externes sur l'ensemble du site pour une durée de quinze jours. A ce titre, les dispositions d'approvisionnement suivantes ont été prévues :

- pour le fioul, l'autonomie est garantie pendant 3,5 jours ; un réapprovisionnement est prévu au travers d'un contrat national, dans un délai de 24 heures en urgence et de 3 jours en situation normale ; EDF précise également que lui sont réservées des réserves stratégiques en fioul ;
- pour l'huile, l'autonomie est de 3 jours pour les réacteurs du parc en exploitation et de 10 jours pour le réacteur EPR ; au-delà, un réapprovisionnement est possible selon des dispositions propres à chaque site. Dans tous les cas EDF considère que la disponibilité des moyens de réapprovisionnement est assurée pour 15 jours ;
- pour l'eau de refroidissement des groupes électrogènes, les réserves initiales des groupes électrogènes des réacteurs du parc en exploitation sont suffisantes pour assurer une autonomie de 15 jours ; pour le réacteur EPR, les réserves initiales en eau de refroidissement « Haute température » assurent une autonomie d'au moins 10 jours, et d'au moins 22 jours pour l'eau « Basse température » ;
- pour l'air comprimé, la réserve d'air de lancement nécessaire au démarrage de chaque groupe électrogène permet d'assurer cinq démarrages et peut être réalimentée par des compresseurs ; les diesels bénéficient d'un refroidissement air-eau autonome.

Pour le réacteur EPR, EDF indique dans ses rapports ECS que les groupes électrogènes d'ultime secours (SBO) permettent de disposer d'une alimentation électrique supplémentaire d'au moins vingt-quatre heures.

L'ASN considère que les modalités de gestion des approvisionnements sont satisfaisantes pour garantir l'autonomie des groupes électrogènes pendant 3 jours pour le parc en exploitation et 4 jours pour les réacteurs EPR.

L'ASN constate qu'EDF n'a pas démontré l'autonomie du site pour une durée de quinze jours en toutes circonstances, notamment après un séisme ou une inondation engendrant un isolement du site. L'ASN demandera à EDF de fiabiliser les stocks sur site de fioul et d'huile ainsi que leur réapprovisionnement en toute circonstance afin d'assurer une autonomie d'au moins 15 jours.

Concernant les dispositions prises pour prolonger la durée d'utilisation des alimentations électriques internes, EDF a précisé dans les rapports d'ECS que :

- sur les réacteurs du parc en exploitation, l'utilisation de vannes thermostatiques autonomes, c'est-à-dire uniquement pilotées par le fluide qui les traverse, pour la régulation du refroidissement des groupes électrogènes de secours, en remplacement de vannes électropneumatiques, permet de garantir le fonctionnement de ces groupes électrogènes en cas de perte du système d'alimentation en air comprimé (SAR) ;
- sur le réacteur EPR, la fiabilisation du fonctionnement à long terme des groupes électrogènes de secours repose sur l'activation de protections complémentaires en cas de risque de ruine rapide du groupe électrogène alors que ces risques peuvent être supprimés avec un temps de réparation court ; il s'agit de limiter les conséquences d'une éventuelle défaillance, susceptible d'entraîner la dégradation du groupe électrogène, en le mettant à l'arrêt préventivement : les pannes de longues durées peuvent ainsi être évitées par l'intermédiaire d'arrêts courts pour intervention ;
- un seul groupe électrogène étant suffisant pour les systèmes de sûreté, les autres pouvaient être arrêtés, notamment pour économiser le carburant.

L'ASN considère que la proposition d'EDF, d'élaborer une fiche de conduite permettant la « mise en économie » d'un groupe électrogène le cas échéant, doit être mise en œuvre.

Concernant les dispositions pouvant être envisagées pour renforcer la robustesse de l'installation, EDF a proposé dans les rapports d'ECS que la logique de protection des groupes électrogènes du palier 1300 MWe soit modifiée en rétablissant par commande manuelle des protections « non prioritaires » inhibées automatiquement lors des phases de fonctionnement « court terme » (cette modification est déjà réalisée sur les groupes électrogènes des paliers 900 MWe et N4) ; il s'agit de limiter les conséquences d'une éventuelle défaillance susceptible d'entraîner la dégradation du groupe électrogène, en le mettant préventivement à l'arrêt : les pannes de longue durée peuvent ainsi être évitées par l'intermédiaire d'arrêts courts pour intervention.

L'ASN considère que les améliorations proposées, qui répondent au cahier des charges des ECS, doivent être mises en œuvre.

Concernant l'extension de la perte d'alimentation électrique externe à l'ensemble du site, qui n'est pas analysée au titre du référentiel de sûreté, EDF précise dans ses rapports d'ECS que cela ne modifie pas son analyse ; en effet, dans cette situation, la conduite d'un réacteur ne nécessite pas de matériel particulier ou commun à plusieurs réacteurs.

L'ASN considère qu'EDF doit prendre en compte ce scénario de perte d'alimentation électrique externe du site dans le cadre de la fiabilisation des stocks sur site de fioul et d'huile ainsi que de leur réapprovisionnement.

5.1.2 Perte des alimentations électriques externes et des alimentations de secours conventionnelles

L'ASN a demandé à EDF pour chaque réacteur de :

- fournir les informations sur la capacité et la durée des batteries ;
- indiquer combien de temps le site peut faire face à la perte des alimentations électriques externes et des sources d'énergie de secours, sans intervention extérieure, avant qu'un endommagement grave du combustible ne soit inévitable ;
- préciser quelles actions (extérieures) sont prévues pour prévenir la dégradation du combustible :
 - matériels déjà sur site, par exemple matériels provenant d'un autre réacteur ;
 - matériels disponibles hors du site, en supposant que tous les réacteurs situés sur un même site ont subi des dommages ;
 - générateurs géographiquement très proches (par exemple des générateurs hydroélectriques, des turbines à gaz, etc.) qui peuvent être utilisés pour alimenter l'installation par des branchements dédiés ;
 - délai nécessaire pour que chacun de ces systèmes soit opérationnel ;
 - disponibilité des ressources humaines compétentes en particulier pour réaliser et rendre opérationnel ces branchements exceptionnels ;
- identifier les moments où les principaux effets faibles se produisent ;
- indiquer si des dispositions peuvent être envisagées pour prévenir ces effets faibles ou pour renforcer la robustesse de l'installation (modification de conception, modification des procédures, dispositions organisationnelles, etc.).

La perte des alimentations électriques externes et des alimentations de secours conventionnelles d'un réacteur est une situation analysée au titre du référentiel de sûreté ; elle résulte de la perte des alimentations électriques externes associée à l'impossibilité de réalimentation des tableaux électriques secourus par les groupes électrogènes de secours du réacteur.

Dans cette situation de perte des alimentations électriques externes et des alimentations de secours conventionnelles d'un réacteur du parc en exploitation :

- la puissance résiduelle du cœur est évacuée par une circulation naturelle en thermosiphon si le circuit primaire est fermé, ou par évaporation si le circuit primaire est ouvert ;
- si le réacteur est initialement en puissance ou en arrêt à chaud, les grappes de contrôle s'insèrent dans le cœur et le refroidissement de la barrière thermique des GMPP est assuré par la pompe de charge du circuit de contrôle volumétrique et chimique du primaire (RCV) commune à une paire de réacteurs et alimentée électriquement par le turboalternateur de secours (LLS) ;
- si le circuit primaire est entrouvert, ou suffisamment ouvert, le groupe électrogène d'ultime secours (GUS) pour le palier 900 MWe ou la turbine à combustion (TAC) pour les paliers 1300 MWe et N4 permet d'alimenter les pompes de charge du circuit RCV réalisant l'appoint en eau du circuit primaire ;
- côté secondaire, le cas échéant, les générateurs de vapeur sont alimentés par le système d'eau alimentaire de secours (ASG) par deux turbopompes, alimentées par la vapeur issue de ces mêmes générateurs de vapeur ; la puissance résiduelle est évacuée par les vannes de contournement de la turbine vers l'atmosphère (GCT-a) ;
- les circuits de refroidissement de la piscine d'entreposage du combustible ne sont plus alimentés électriquement, ce qui peut induire une évaporation de l'eau de la piscine et le cas échéant un découverture du combustible (dans un délai précisé plus loin), et peut in fine conduire à la fusion du combustible entreposé.

Dans le cas du réacteur EPR, en cas de perte des alimentations électriques externes et des alimentations de secours conventionnelles :

- un groupe électrogène d'ultime secours (SBO), qui est démarré manuellement depuis la salle de commande, permet notamment d'alimenter les pompes du circuit ASG ; la charge des batteries « 2 heures » et « 12 heures » s'effectue automatiquement sur le groupe SBO en fonctionnement ;
- si le réacteur est initialement en puissance ou en arrêt à chaud, les grappes de contrôle s'insèrent dans le cœur ; la puissance résiduelle est évacuée par une circulation naturelle en thermosiphon ; le refroidissement de la barrière thermique des GMPP est assuré automatiquement par le dispositif d'étanchéité à l'arrêt (DEA) alimenté par les batteries « 2 heures » ;
- côté secondaire, le cas échéant, les générateurs de vapeur sont alimentés par les motopompes du système d'eau alimentaire de secours (ASG), alimentées électriquement par les groupes SBO ; la puissance résiduelle est évacuée par les vannes de décharge à l'atmosphère (VDA) ;
- si le réacteur est à l'arrêt et que le circuit primaire est entrouvert ou ouvert, la puissance résiduelle est évacuée par évaporation ; une voie d'injection à basse pression du circuit d'injection de sécurité (IRWST) alimentée par le SBO permet de faire l'appoint du circuit primaire et une voie du système d'évacuation ultime de la chaleur dans l'enceinte (EVU/ SRU) permet l'évacuation de la puissance résiduelle de l'enceinte ;
- un circuit de refroidissement de la piscine d'entreposage du combustible peut être alimenté électriquement par un groupe SBO.

Concernant la capacité et l'autonomie des batteries des réacteurs du parc en exploitation, EDF a rappelé dans les rapports d'ECS que des batteries d'accumulateurs permettent :

- d'assurer le basculement automatique des sources de puissance ;
- d'alimenter pendant une heure minimum le contrôle-commande et l'instrumentation nécessaire au diagnostic et à l'orientation de l'équipe de conduite pendant un manque de tension.

EDF précise également dans les rapports d'ECS que des procédures de conduite en situation de perte des alimentations électriques externes et internes prévoient un fonctionnement dit «en économie de batteries» permettant d'alimenter le plus longtemps possible une fraction estimée prioritaire de ces fonctions en délestant les parties jugées non prioritaires.

Pour le réacteur EPR, EDF a rappelé dans les rapports d'ECS que :

- quatre batteries «2 heures» permettent d'alimenter notamment le contrôle-commande, les interfaces homme-machine et les vannes d'isolement enceinte internes pendant au moins deux heures ;
- deux batteries «12 heures» permettent notamment d'alimenter le contrôle-commande dédié aux accidents graves (CCAG), le pupitre dédié aux accidents graves (PAG), la filtration de l'iode de l'espace entre enceinte, les vannes d'isolement enceinte externes et l'éclairage de sauvegarde de la salle de commande, du local technique de crise et de la station de repli, pendant au moins douze heures.

Sur le réacteur EPR, les batteries «2 heures» étant nécessaires pour assurer le couplage des groupes électrogènes principaux et des groupes électrogènes d'ultime secours (SBO) sur le réseau électrique, les effets falaise suivants ont été mise en évidence lors de l'instruction préalable à la réunion des groupes permanents de novembre 2011 :

- une défaillance de cause commune sur les quatre batteries «2 heures» en situation de perte des alimentations électriques externes conduirait à une situation d'indisponibilité totale de tous les groupes électrogènes et à un accident grave ;
- les actions nécessaires au confinement de l'enceinte et au basculement sur le pupitre dédié aux accidents graves doivent être réalisées avant la décharge de ces batteries «2 heures».

Pour le réacteur EPR, l'ASN considère donc qu'EDF devra proposer des dispositions visant à assurer aux batteries «2 heures» la diversification répondant aux mêmes exigences que pour les groupes électrogènes. Ce point est actuellement en cours d'instruction dans le cadre de l'analyse détaillée de la conception des groupes électrogènes du réacteur EPR de Flamanville 3.

Compte-tenu des effets falaise générés par la décharge des batteries sur tous les réacteurs, l'ASN prescrira à EDF d'augmenter notablement l'autonomie des batteries utilisées en cas de perte des alimentations électriques externes et internes.

Concernant le délai avant qu'un endommagement grave du combustible ne devienne inévitable, en cas de perte des alimentations électriques externes et des alimentations de secours conventionnelles d'un réacteur sans intervention extérieure, EDF a précisé dans les rapports d'ECS que, pour les réacteurs du parc en exploitation :

- lorsque le circuit primaire est fermé, l'autonomie dépend du volume des réserves d'eau du circuit secondaire alimentant les GV ; la non-réalimentation puis la perte de fonction des GV entraîne un échauffement du circuit primaire et une montée en pression jusqu'à l'ouverture des soupapes de décharge du pressuriseur provoquant une vidange progressive du circuit primaire ; en l'absence de toute disposition complémentaire, le découverturement du combustible interviendrait plusieurs jours après le début de l'accident ;
- lorsque le circuit primaire est entrouvert, la puissance résiduelle étant plus faible, le délai de découverturement du combustible est plus long que lorsque le circuit primaire est fermé ;
- lorsque le circuit primaire est suffisamment ouvert, un appoint gravitaire d'une fraction limitée de l'eau de la piscine d'entreposage du combustible est mis en place pour compenser la vaporisation provoquée par la perte du circuit de réfrigération du primaire à l'arrêt ; puis un appoint par la bêche du circuit PTR est réalisé :
 - sur le palier 900 MWe, par les pompes de charges du circuit RCV du réacteur voisin ; en l'absence de toute disposition complémentaire, le découverturement du combustible interviendrait dans un délai supérieur à un jour après le début de l'accident ;

- sur les paliers 1300 MWe et N4, par la motopompe thermique mobile ; en l'absence de toute disposition complémentaire, le découvrément du combustible interviendrait plusieurs jours après le début de l'accident ;
- pour la piscine d'entreposage du combustible, l'appoint permanent réalisé par les pompes du circuit de production d'eau incendie (système JPP ou JPD) du réacteur voisin permet d'éviter le découvrément du combustible.

Pour le réacteur EPR, EDF a précisé dans les rapports d'ECS que :

- le réacteur ne présente pas de risque de fusion du cœur ni de rejet radioactif pendant au moins les vingt-quatre heures de fonctionnement des groupes SBO ; lorsque le refroidissement est assuré par les GV, les réservoirs du circuit ASG sont vides au bout de deux jours environ, mais leur réalimentation à partir des réservoirs du circuit de production d'eau incendie (JAC) par les pompes de réalimentation du circuit ASG (pouvant être secourues électriquement par les groupes SBO) est possible et permet une autonomie totale en eau de plus de sept jours environs ; le début de l'endommagement du combustible commencerait environ neuf jours après l'initiateur ;
- si le réacteur n'est pas en arrêt à froid avec la piscine réacteur pleine, le refroidissement de la piscine d'entreposage du combustible ne peut pas être assuré, car le groupe SBO est dédié à la gestion du réacteur ; un appoint en eau par une pompe du système JAC permettant de compenser l'évaporation et d'éviter le découvrément du combustible peut être réalisé pendant les vingt-quatre heures d'autonomie du groupe SBO ; le délai avant le découvrément du combustible est d'environ 5 jours après l'initiateur ;
- si le réacteur est en arrêt à froid avec la piscine réacteur pleine, le refroidissement de la piscine d'entreposage du combustible est assuré pendant 24 heures ; le découvrément du combustible intervient alors plus de deux jours après l'initiateur.

Concernant la situation de perte des alimentations électriques externes et des alimentations de secours conventionnelles pour l'ensemble du site, qui n'est pas analysée au titre du référentiel de sûreté, EDF précise dans ses rapports d'ECS que, pour les réacteurs du parc en exploitation :

- le GUS ou la TAC étant des matériels commun au site, ceux-ci ne pourront alimenter qu'un seul réacteur du site ;
- lorsque le circuit primaire est fermé, le découvrément du cœur interviendrait dans un délai supérieur à un jour ;
- lorsque le circuit primaire est entrouvert, en cas d'échec de la fermeture des événements du circuit primaire, le découvrément du combustible interviendrait au bout d'une dizaine d'heure ; cette situation est similaire à celle de perte des alimentations électriques externes et de toutes les alimentations de secours d'un réacteur ;
- lorsque le circuit primaire est suffisamment ouvert :
 - pour le palier 900 MWe, les pompes de charges du circuit RCV ne sont plus disponibles ; en l'absence de toute disposition complémentaire, le découvrément du combustible interviendrait quelques heures après le début de l'accident ;
 - pour les paliers 1300 MWe et N4, le chapitre III des règles générales d'exploitation (RGE) limite cet état à un seul et unique réacteur sur un site permettant toujours l'utilisation de la motopompe thermique mobile ; le découvrément du combustible interviendrait plusieurs jours après le début de l'accident ;
- pour les piscines d'entreposage du combustible, toutes les pompes du circuit de production d'eau incendie (système JPP ou JPD) étant indisponibles, le découvrément du cœur interviendrait dans un délai d'un jour et demi.

Pour le réacteur EPR, EDF précise dans ses rapports d'ECS que l'extension de la perte d'alimentation électrique externe à l'ensemble du site ne modifie pas son analyse de la partie réacteur, mais ne donne aucune précision sur la partie piscine d'entreposage du combustible ; dans cette situation, la conduite du réacteur ne nécessite pas de matériel particulier ou commun au site. L'ASN considère nécessaire que EDF se positionne sur l'évaluation manquante.

Concernant les actions extérieures prévues pour prévenir la dégradation du combustible, EDF a précisé dans les rapports d'ECS que les moyens permettant de gérer la situation de perte des alimentations électriques externes et des alimentations de secours conventionnelles seraient mis en œuvre par des personnels compétents et qualifiés, appuyés et conseillés par les équipes de gestion de crise.

Les actions extérieures prévues permettant de gérer la situation de perte des alimentations électriques externes et des alimentations de secours conventionnelles sur l'ensemble du site examinées par EDF dans ses évaluations complémentaires de sûreté correspondent aux attendus de la décision n°2011-DC-0213 de l'ASN.

Concernant les dispositions pouvant être envisagées pour prévenir les effets falaise ou pour renforcer la robustesse de l'installation, EDF a proposé dans les rapports d'ECS, pour les réacteurs du parc en exploitation :

- d'étudier et de vérifier la tenue des turbopompes du système ASG et du LLS à la montée de la température dans les locaux en l'absence de ventilation au-delà de vingt-quatre heures ;
- de mettre en place sur chaque réacteur un groupe électrogène appelé « diesel d'ultime secours » :
 - son rôle sera de réalimenter une motopompe du système ASG, en sus de la reprise des fonctions assurées par le LLS en cas d'indisponibilité de ce dernier ;
 - il pourra assurer, en totale autonomie pendant quarante huit heures, le secours électrique partiel d'un tableau électrique secouru, sous un délai d'environ une heure lors d'une situation de perte des alimentations électriques externes et internes ;
 - sa puissance autorisera aussi l'alimentation électrique d'un moyen d'injection au primaire et d'une motopompe du système ASG ;
 - il pourra également permettre la réalimentation électrique des auxiliaires permettant de réaliser l'isolement de l'enceinte de confinement, des ventilations de la salle de commande, du bâtiment des auxiliaires nucléaires et du bâtiment combustible et le secours du système de mise en dépression de l'espace inter-enceinte ;
 - il sera conçu de façon à être robuste aux agressions ;
- dans l'attente de la mise en place de ce « diesel d'ultime secours », de mettre en place un ou plusieurs petits groupes électrogènes de secours qui garantiront la réalimentation du contrôle commande minimum et de l'éclairage de secours de la salle de commande ;
- d'installer sur les paliers 900 MWe une motopompe thermique d'injection dans le cœur à partir du réservoir du circuit PTR ;
- de mettre en place des moyens ultimes de réalimentation en eau des systèmes ASG et PTR ainsi que de la piscine d'entreposage des combustibles qui soient de nature pérennes (forage, bassins, etc.) avec les moyens matériels et humains associés ; certains de ces moyens matériels pourraient être apportés par la « force d'action rapide nucléaire (FARN)³³ » ;
- d'équiper à court terme les sites en moyens mobiles autonomes d'éclairage supplémentaire de forte puissance, de façon à faciliter les interventions dans les locaux ;
- d'élaborer un document de conduite traitant la situation de perte des alimentations électriques externes et des sources d'énergie de secours ;

³³ Voir § 6 du présent chapitre

- de faire évoluer la conduite actuelle, dans le cadre d'une modification des procédures du chapitre VI des règles générales d'exploitation :
 - anticipation du refroidissement rapide,
 - limitation de la dépressurisation des générateurs de vapeur ;
- pour le palier 900 MWe et pour les états où le circuit primaire est entrouvert, de faire évoluer la conduite de remontée en pression du circuit primaire pour évacuer la puissance résiduelle par les générateurs de vapeur, permettant ainsi de disposer d'une pression secondaire suffisante pour alimenter la turbopompe alimentaire de secours requise et de maintenir l'inventaire en eau du GV requis lorsque le circuit primaire est repressurisable ;
- de modifier les documents de conduite pour entreprendre les actions nécessaires dès le constat de la perte source froide ou de la perte totale des alimentations électriques, sans attendre le gréement du PUI ;
- d'étudier des dispositions complémentaires de conduite, notamment par la mise à disposition d'abaques permettant de valoriser la TAC ou le GUS pour la gestion des piscines d'entreposage du combustible dans ces situations ;
- d'étudier l'opportunité de secourir électriquement par un groupe électrogène les informations strictement nécessaires à la gestion de la situation de perte de refroidissement en piscine d'entreposage du combustible ;
- à terme, d'étudier la faisabilité de déporter les commandes du système d'appoint actuel des piscines d'entreposage du combustible dans des locaux totalement préservés de la propagation de vapeur et d'améliorer le fonctionnement de l'exutoire vapeur.

Pour le réacteur EPR, EDF a proposé dans les rapports d'ECS pour prévenir les effets falaise ou pour renforcer la robustesse de l'installation :

- dans le cas où l'approvisionnement en fioul depuis l'extérieur ne serait pas possible, de mettre en œuvre un moyen mobile de pompage du fioul des réservoirs des groupes électrogènes principaux pour réalimenter les groupes SBO ;
- une réalimentation des réservoirs du circuit ASG par les bassins d'eau douce du circuit de production d'eau déminéralisée (SEA) est envisagée ;
- d'étudier et de mettre en place les parades pour maîtriser le risque d'explosion lié à la radiolyse de l'eau de piscine d'entreposage du combustible en l'absence de ventilation ;
- de mettre en place un dispositif passif ou automatique d'ouverture de l'exutoire du hall piscine pour permettre de renforcer la prévention de la situation de montée en pression du hall piscine ;
- de mettre en place un appoint gravitaire à la piscine de désactivation par l'eau des bassins SEA via un raccord externe au bâtiment combustible qui pourra permettre de compenser les pertes en eau par évaporation et de maintenir à minima le niveau d'eau ;
- d'étudier les dispositions à prendre afin de renforcer la robustesse de l'instrumentation en piscine (température de l'eau, niveau d'eau, débit de dose dans le hall) pour assurer la gestion de la situation et notamment la gestion de l'appoint.

L'ASN considère que les renforcements des moyens en électricité proposés par EDF, qui répondent au cahier des charges des ECS, doivent être mis en œuvre.

EDF a identifié le besoin d'assurer le maintien de certaines informations en salle de commande indispensables à la conduite et l'éclairage de la salle de commande. EDF n'a néanmoins pas évalué le risque d'effet falaise lié à la perte de certaines informations en salle de commande, à l'épuisement des batteries et à l'absence d'éclairage dans les états correspondant au circuit primaire ouvert où le LLS est indisponible. L'ASN relève que la proposition d'EDF de mettre en place un ou plusieurs petits groupes électrogènes de secours qui garantiront la réalimentation du contrôle commande minimum et de l'éclairage de secours de la salle de commande est de nature à répondre à cette problématique.

L'ASN considère que la proposition d'EDF de mettre en œuvre d'un moyen d'alimentation électrique supplémentaire robuste aux agressions et permettant notamment d'alimenter en cas de perte des autres alimentations électriques externes et internes, moyen qu'il appelle « diesel d'ultime secours (DUS) », qui répond au cahier des charges des ECS, doit être mise en œuvre. Dans l'attente de ce moyen d'alimentation électrique supplémentaire, l'ASN considère également que la proposition d'EDF de mettre en place un ou plusieurs petits groupes électrogènes de secours doit être mise en œuvre. Elle prendra une prescription à ce sujet.

Pour le réacteur EPR, les groupes SBO bénéficient déjà d'éléments de robustesse. Afin de disposer d'un niveau de robustesse au moins égal au parc en exploitation avec la mise en œuvre d'un moyen d'alimentation électrique supplémentaire robuste aux agressions, l'ASN demandera à EDF d'étudier la prise en compte des groupes SBO au sein du « noyau dur » de dispositions matérielles et organisationnelles, soumises à des exigences renforcées, notamment vis-à-vis des risques de séisme et d'inondation (cf. conclusion du présent chapitre).

Pour le palier 900 MWe, EDF propose de faire évoluer, et pour les états où le primaire est entrouvert, la conduite de remontée en pression pour évacuer la puissance résiduelle par les générateurs de vapeur ; l'ASN considère qu'EDF devra justifier que l'évolution de la conduite proposée pour l'état primaire entrouvert permettra effectivement de procurer un délai avant découverture suffisant pour la mise en œuvre de moyens extérieurs pour la gestion à moyen et à long terme d'une situation de perte des alimentations électriques externes et internes sur un site.

5.13 Perte des alimentations électriques externes et des alimentations de secours conventionnelles ainsi que de toute autre source électrique de secours sur site

Pour le cas de perte des alimentations électriques externes et des alimentations de secours conventionnelles ainsi que de toute autre source électrique de secours sur site, l'ASN a demandé à EDF pour chaque réacteur de :

- fournir les informations sur la capacité et la durée des batteries ;
- indiquer combien de temps le site peut faire face à la perte des alimentations électriques externes et des sources d'énergie de secours, sans intervention extérieure, avant qu'un endommagement grave du combustible ne soit inévitable ;
- préciser quelles actions (extérieures) sont prévues pour prévenir la dégradation du combustible :
 - matériels déjà sur site, par exemple matériels provenant d'un autre réacteur,
 - en supposant que tous les réacteurs situés sur un même site ont subi des dommages, matériels disponibles hors du site,
 - générateurs géographiquement très proches (par exemple des générateurs hydroélectriques, des turbines à gaz, etc.) qui peuvent être utilisés pour alimenter l'installation par des branchements dédiés,
 - délai nécessaire pour que chacun de ces systèmes soit opérationnel,
 - disponibilité des ressources humaines compétentes en particulier pour réaliser et rendre opérationnel ce branchement exceptionnel ;
- identifier les moments où les principaux effets faibles se produisent ;
- indiquer si des dispositions peuvent être envisagées pour prévenir ces effets faibles ou pour renforcer la robustesse de l'installation (modification de conception, modification des procédures, dispositions organisationnelles, etc.).

La perte des alimentations électriques externes et de toutes les alimentations de secours d'un réacteur résulte de la perte des alimentations électriques externes associée à l'impossibilité de réalimentation des tableaux électriques secourus par :

- les groupes électrogènes de secours des réacteurs du parc en exploitation ou des groupes électrogènes principaux du réacteur EPR ;

- le groupe électrogène d'ultime secours (GUS) pour le palier 900 MWe ;
- la turbine à combustion (TAC) pour les paliers 1300 MWe et N4 ;
- les groupes électrogènes d'ultime secours (SBO) pour le réacteur EPR ;
- le turboalternateur de secours (LLS) pour les réacteurs du parc en exploitation.

Dans les rapports d'ECS des réacteurs du parc en exploitation, EDF a également considéré la perte des turbopompes du système ASG, bien que ce matériel fonctionne indépendamment des sources électriques.

Pour les réacteurs du parc en exploitation, cette situation n'est pas analysée au titre du référentiel de sûreté. Pour le réacteur EPR, cette situation faisant partie du référentiel de sûreté, les batteries « 2 heures » et « 12 heures » sont disponibles.

Dans cette situation de perte des alimentations électriques externes et de toutes les alimentations de secours d'un réacteur :

- si le réacteur est initialement en puissance ou en arrêt à chaud, les grappes de contrôle s'insèrent dans le cœur ; la puissance résiduelle est évacuée par une circulation naturelle en thermosiphon si le circuit primaire est fermé, ou par évaporation si le circuit primaire est ouvert ;
- l'appoint en eau du circuit primaire n'est plus assuré ;
- le refroidissement de la barrière thermique des GMPP n'est plus assuré ;
- côté secondaire, les générateurs de vapeur ne sont plus alimentés ;
- les circuits de refroidissement de la piscine d'entreposage du combustible ne sont plus alimentés électriquement.

De manière conservatrice pour le parc en exploitation, EDF a procédé à l'analyse de cette situation sur tous les réacteurs du site, et non sur chaque réacteur pris individuellement. Pour le réacteur EPR, EDF l'a considéré comme isolé des autres réacteurs du site dans les rapports ECS.

En cas de perte des alimentations électriques externes et de toutes les alimentations de secours du site, EDF a précisé dans les rapports d'ECS que la capacité et l'autonomie des batteries étaient identiques au cas précédent de perte des alimentations électriques externes et des alimentations de secours conventionnelles.

Concernant le délai, sans intervention extérieure, avant qu'un endommagement grave du combustible ne soit inévitable en cas de perte des alimentations électriques externes et de toutes les alimentations de secours du site, EDF a précisé dans les rapports d'ECS que, pour les réacteurs du parc en exploitation :

- lorsque le circuit primaire est fermé, en considérant une dégradation des joints des GMPP engendrant une brèche significative du circuit primaire, le délai avant découverture du cœur serait de l'ordre d'une journée ;
- lorsque le circuit primaire est entrouvert, un refroidissement maximal du circuit primaire est actuellement demandé par les procédures de conduite accidentelle, entraînant une vidange complète du GV ; en l'absence d'appoint en eau, le découverture du combustible interviendrait en une dizaine d'heure ;
- lorsque le circuit primaire est suffisamment ouvert, un appoint gravitaire d'une fraction limitée de l'eau de la piscine d'entreposage du combustible est mis en place pour compenser la vaporisation provoquée par la perte du circuit de réfrigération du primaire à l'arrêt ; puis un appoint par la bache du circuit PTR est réalisé :
 - sur le palier 900 MWe, les pompes de charges du circuit RCV ne sont plus disponibles ; en l'absence de toute disposition complémentaire, le découverture du combustible interviendrait quelques heures après le début de l'accident ;

- sur les paliers 1300 MWe et N4, le chapitre III des règles générales d'exploitation (RGE) limite cet état à un seul et unique réacteur sur un site permettant toujours l'utilisation de la motopompe thermique mobile ; en l'absence de toute disposition complémentaire, le découverture du combustible interviendrait plusieurs jours après le début de l'accident ;
- pour la piscine d'entreposage du combustible, toutes les pompes du circuit de production d'eau incendie (système JPP ou JPD) étant indisponibles, le découverture du cœur interviendrait dans un délai d'un jour et demi.

Pour le réacteur EPR, EDF a précisé dans les rapports d'ECS que, en cas de perte de toutes les alimentations électriques externes et internes :

- le délai avant l'endommagement du combustible en cœur est de quelques heures si le réacteur est en pleine puissance ;
- le délai avant découverture du combustible en piscine est de plus d'une journée après l'initiateur si le cœur est déchargé (il est de plus de quatre jours si le cœur est en cuve).

Dans cette situation de perte des alimentations électriques externes et des alimentations de secours conventionnelles ainsi que de toute autre source électrique de secours sur site, l'ASN constate que les ECS mettent en évidence des effets falaise court terme, caractérisés par un délai avant découverture du cœur inférieur au délai prévu pour la mise en œuvre des moyens de la FARN.

Concernant les actions extérieures prévues pour prévenir la dégradation du combustible, EDF a précisé dans les rapports d'ECS des réacteurs du parc en exploitation que celles-ci étaient identiques au cas précédent de perte des alimentations électriques externes et des alimentations de secours conventionnelles.

Pour l'EPR, EDF a précisé que les dispositions de conception (sources électriques redondantes, diversifiées et robustes) et les actions extérieures associées contribuent à la prévention de la dégradation du combustible.

Les actions extérieures permettant de gérer les situations de perte des alimentations électriques externes et des alimentations de secours conventionnelles ainsi que de toute autre source électrique de secours sur site examinées par EDF dans ses évaluations complémentaires de sûreté correspondent aux attendus de la décision n°2011-DC-0213 de l'ASN.

Concernant les dispositions pouvant être envisagées pour prévenir les effets falaise ou pour renforcer la robustesse de l'installation, outre les dispositions proposées en cas de perte des alimentations électriques externes et des alimentations de secours conventionnelles et exposées précédemment, EDF a proposé dans les rapports d'ECS :

- pour le palier 900 MWe, d'étudier un réarmement depuis la salle de commande des turbopompes du système ASG (pour les états dans lesquels ceci est possible) ;
- pour les paliers 1300 MWe et N4, et pour les états où le circuit primaire est entrouvert, de faire évoluer la conduite de remontée en pression du circuit primaire pour évacuer la puissance résiduelle par les générateurs de vapeur, permettant ainsi de disposer d'une pression secondaire suffisante pour alimenter la turbopompe alimentaire de secours requise et de maintenir l'inventaire en eau du GV requis lorsque le circuit primaire est repressurisable ;
- pour l'EPR :
 - d'étendre l'alimentation électrique des fonctions alimentées par les batteries « 12 heures » par la mise en œuvre de sources électriques complémentaires fixes ou mobiles ;
 - de mettre en place un moyen de redémarrage du contrôle commande accidents graves (CCAG) en cas de coupure ;
 - de mettre en place des dispositifs et des moyens mobiles d'alimentation électrique nécessaire pour :
 - assurer l'habitabilité de la salle de commande,

- au niveau de la piscine d'entreposage du combustible, alimenter une voie de refroidissement du système PTR ou un appoint en eau par la bache du circuit JAC ;
- d'intégrer les informations essentielles sur l'évolution de la situation dans le bâtiment d'entreposage du combustible (température piscine, mesure du niveau d'eau, etc.) au CCAG et au pupitre dédié aux accidents graves (PAG) qui sont alimentés par les batteries « 12 heures ».

L'ASN constate qu'EDF propose des dispositions visant à augmenter les délais avant découverte du cœur, notamment :

- la mise en œuvre de moyens de pompage supplémentaires pour l'appoint aux circuits primaire et secondaire ;
- des études et évolutions de conduite visant à limiter le risque de brèche aux joints des GMPP en cas de perte de leur refroidissement ;
- l'augmentation de l'autonomie des moyens d'alimentation en eau des générateurs de vapeur et du circuit primaire.

L'ASN considère nécessaire que EDF augmente effectivement les délais avant découverte du cœur. L'ASN considère que les dispositions complémentaires proposées par EDF, qui permettront d'apporter de la robustesse vis-à-vis d'une situation de perte des alimentations électriques ainsi que de perte de la source froide, doivent être mises en œuvre.

5.14 Conclusion sur les dispositions prévues pour protéger les installations contre le risque de perte des alimentations électriques

EDF conclut ses rapports d'ECS en considérant que les moyens de secours en place en cas de perte totale et cumulée des sources électriques confèrent une bonne robustesse aux installations, en particulier compte tenu du nombre de lignes de défense prévues à la conception et supposées perdues de façon déterministe dans les scénarios demandés.

L'ASN constate que, dans les rapports d'ECS, EDF a réalisé l'évaluation relative aux pertes des alimentations électriques sans considérer qu'une agression (séisme, inondation, etc.) peut en être à l'origine. Or une agression peut entraîner la défaillance de matériels qu'il est prévu d'utiliser pour faire face à la perte des alimentations électriques.

L'ASN considère donc que les délais avant endommagement du combustible, en cas de perte des alimentations électriques, pourraient être plus courts que ceux présentés par EDF dans les rapports relatifs aux ECS, en particulier si cette perte des alimentations électriques était induite par un séisme ou une inondation.

L'ASN considère qu'EDF doit rendre robustes aux agressions certaines des dispositions complémentaires proposées et permettant de gérer les situations de pertes d'alimentations électriques. L'ASN prescrira à EDF de proposer courant 2012 un « noyau dur » de dispositions matérielles et organisationnelles, soumises à des exigences renforcées, notamment vis-à-vis des risques de séisme et d'inondation (voir § 8).

5.15 Dispositions envisagées pour renforcer la robustesse des installations vis-à-vis de la perte des alimentations électriques

De manière synthétique, EDF a notamment proposé dans les rapports d'ECS les dispositions suivantes vis-à-vis du risque de perte des alimentations électriques pour les réacteurs du parc en exploitation :

- un groupe électrogène, robuste aux agressions, appelé « diesel d'ultime secours » sera implanté sur chaque réacteur ; il permettra notamment la réalimentation :
 - du contrôle commande minimum du réacteur et de l'éclairage de la salle de commande,

- des informations nécessaires en cas de perte de refroidissement de la piscine d'entreposage du combustible,
- de la pompe de l'appoint en eau ultime pour la réalimentation de la bêche du circuit ASG, du réservoir du circuit PTR et de la piscine d'entreposage du combustible,
- des informations nécessaires dans les situations avec fusion du cœur,
- des vannes d'isolement enceinte, de la ventilation filtration de la salle de commande et de la ventilation filtration de l'espace entre-enceintes,
- d'une motopompe du système ASG et d'un appoint au primaire ;
- dans un premier temps, en attendant l'implantation du « diesel d'ultime secours », deux petits groupes électrogènes fixes permettront de réalimenter :
 - l'un, le contrôle commande minimal du réacteur et l'éclairage de la salle de commande,
 - l'autre, la pompe de l'appoint en eau ultime pour la réalimentation de la bêche du circuit ASG, du réservoir du circuit PTR et de la piscine d'entreposage du combustible ;
- la possibilité de réalimentation à court terme des mesures nécessaires à la gestion des pertes de refroidissement de la piscine d'entreposage du combustible sera étudiée ;
- la fiabilisation du fonctionnement du LLS en cas de montée de la température dans les locaux en l'absence de ventilation, au delà de 24 heures, sera étudiée ; si les études en montrent la nécessité, des modifications seront proposées.

Pour le réacteur EPR, EDF a notamment proposé dans les rapports d'ECS les dispositions suivantes :

- prolongation de l'autonomie : moyen mobile de pompage du fioul des réservoirs des groupes électrogènes principaux pour réalimenter les groupes SBO ;
- extension de la durée d'alimentation électrique des fonctions essentielles par mise en œuvre de sources électriques complémentaires fixes ou mobiles ;
- moyen de redémarrage du contrôle-commande dédié aux accidents graves (CCAG).

Au cours de l'instruction des rapports d'ECS par l'IRSN, appui technique de l'ASN, EDF a notamment pris les engagements suivants :

- afin d'assurer l'injection aux joints simultanée sur les réacteurs du palier 900 MWe, pour lesquels une seule pompe de charge du système RCV est installée pour deux réacteurs, EDF réalisera une étude de caractérisation de l'adéquation du débit qui alimente les joints des pompes primaires de chacun des deux réacteurs, en cas de perte des alimentations électriques externes et des sources d'énergie de secours de site ; les résultats de cette étude sont prévus pour la fin du premier trimestre 2012 ;
- afin d'éviter une brèche aux joints des GMPP en situation de perte totale des alimentations électriques externes et internes sur les réacteurs du parc en exploitation, EDF a engagé l'examen de la mise en œuvre d'essais de robustesse des nouveaux joints haute température installés sur les réacteurs en exploitation en remplacement des joints toriques ; un programme sera défini en avril 2012 ;
- EDF examinera les dispositifs d'étanchéité à l'arrêt des joints d'arbre des GMPP existants ou en développement dans le monde ; en fonction de ces résultats, EDF se positionnera à la fin du premier semestre 2012 sur une modification de conception permettant d'assurer l'injection aux joints simultanée sur deux réacteurs voisins du palier 900 MWe ;
- EDF réalisera l'étude d'une conduite avec un refroidissement accéléré pour atteindre un état dans lequel l'injection aux joints des GMPP n'est plus nécessaire ;

- comme sur les paliers 1300 MWe et N4, EDF implantera à court terme sur le palier 900 MWe une motopompe assurant un appoint suffisant au circuit primaire lorsque celui-ci est suffisamment ouvert ; dans la courte phase d'ouverture directe de la cuve avec le couvercle desserré, EDF vérifiera pour mars 2012 sur les réacteurs du parc en exploitation que les caractéristiques de cette motopompe permettent un appoint, en attendant la mise en place de la réalimentation par le « diesel d'ultime secours » d'un moyen d'appoint au circuit primaire ;
- Sur le réacteur EPR, EDF présentera d'ici fin 2012 l'analyse des situations de manque de tension généralisé et statuera sur la nécessité de dispositions supplémentaires ;
- Pour la définition des exigences des équipements du noyau dur, EDF prendra en compte la diversification et l'indépendance et vérifiera en particulier les risques de défaillance par mode commun.

L'ASN considère que les objectifs de renforcement des moyens d'alimentation en électricité proposés par EDF doivent être mis en œuvre.

Afin de fixer les objectifs de ces renforcements et les échéances associées, l'ASN encadrera par une prescription la mise en place d'un moyen d'alimentation électrique supplémentaire robuste aux agressions et, dans l'attente, la mise en place d'un dispositif temporaire sur chaque réacteur.

EDF s'est engagée à effectuer des études relatives au débit de la pompe de charge du circuit RCV pour effectuer l'injection aux joints des GMPP simultanément sur deux réacteurs voisins. Si le caractère suffisant de ce débit ne pouvait être démontré, l'ASN considère qu'EDF devrait définir à court terme une modification permettant d'assurer l'injection aux joints simultanée sur deux réacteurs voisins du palier 900 MWe. De plus, si une brèche aux joints des GMPP ne peut être évitée en situation de perte des alimentations électriques externes et internes sur un site, l'ASN considère nécessaire que des moyens de gestion de la brèche soient mis en place pour éviter une entrée en accident grave dans cette situation.

L'ASN considère satisfaisant dans son principe l'engagement d'EDF de prendre en compte la diversification et l'indépendance comme un des moyens permettant d'atteindre les exigences du noyau dur, et de vérifier en particulier la minimisation des risques de défaillance par mode commun.

5.2 Perte des systèmes de refroidissement ou de la source froide

La source froide sert à fournir de l'eau pour évacuer la puissance du combustible nucléaire, refroidir les systèmes des installations nucléaires ou conventionnelles, et alimente certains circuits spécifiques comme le réseau de lutte contre l'incendie ou certains appoints en eau à usage industriel. Un réacteur a besoin d'être connecté en permanence à une source froide, même après son arrêt.

L'eau est prélevée directement dans le milieu naturel, à savoir la mer pour les sites côtiers, ou dans un cours d'eau pour les sites en bord de rivière ou fleuve.

Les ouvrages de prise d'eau et la station de pompage assurent le pompage et la filtration de l'eau brute qui, une fois captée et filtrée, sert au refroidissement des circuits via des échangeurs thermiques. La station de pompage est directement connectée à l'ouvrage d'alimentation-rejet. Chaque site possède généralement une station de pompage pour deux tranches. Chaque station de pompage possède deux voies redondantes séparées géographiquement.

L'ouvrage de prise d'eau varie d'un site à l'autre. Pour les sites fluviaux il est généralement constitué :

- d'un rideau déflecteur ;
- d'une drôme flottante permettant de limiter l'entrée de corps flottants ;
- de pertuis pouvant alimenter plusieurs galeries sous-fluviales. Chaque pertuis est équipé de grilles amovibles.

La prise d'eau alimente des galeries sous-fluviales qui débouchent dans une fosse de décantation à l'entrée du canal d'alimentation des tranches. Ce canal d'amenée se scinde afin de desservir les stations de pompage de chaque paire de tranche.

De manière générale, d'amont en aval, les matériels utilisés pour assurer le transit et la filtration de l'eau brute sont les grilles avancées (à large barreaudage, sans dégrilleur), les grilles de pré-filtration (barreaux moins espacés, et équipées de dégrilleur), un système filtrant (filtres à chaînes ou tambours filtrants), et enfin les pompes d'aspiration. L'eau transite principalement au travers de chenaux aménagés, rus ou conduites d'eau en béton.

L'aspiration, le refoulement et la filtration de l'eau brute sont assurés entre deux niveaux minimum et maximum, appelés respectivement plus basses et plus hautes eaux de sécurité. Le calcul de ces niveaux d'eau prend en compte l'environnement spécifique du site. La prise en compte des différents critères de conception impose au final :

- la forme et la hauteur des digues,
- la profondeur des conduites,
- le calage et les dimensions des systèmes de filtration,
- le calage des matériels de nettoyage et d'évacuation des systèmes de filtration,
- le calage des pompes de sûreté.

Les 3 derniers points fixent la forme et la profondeur de la station de pompage.

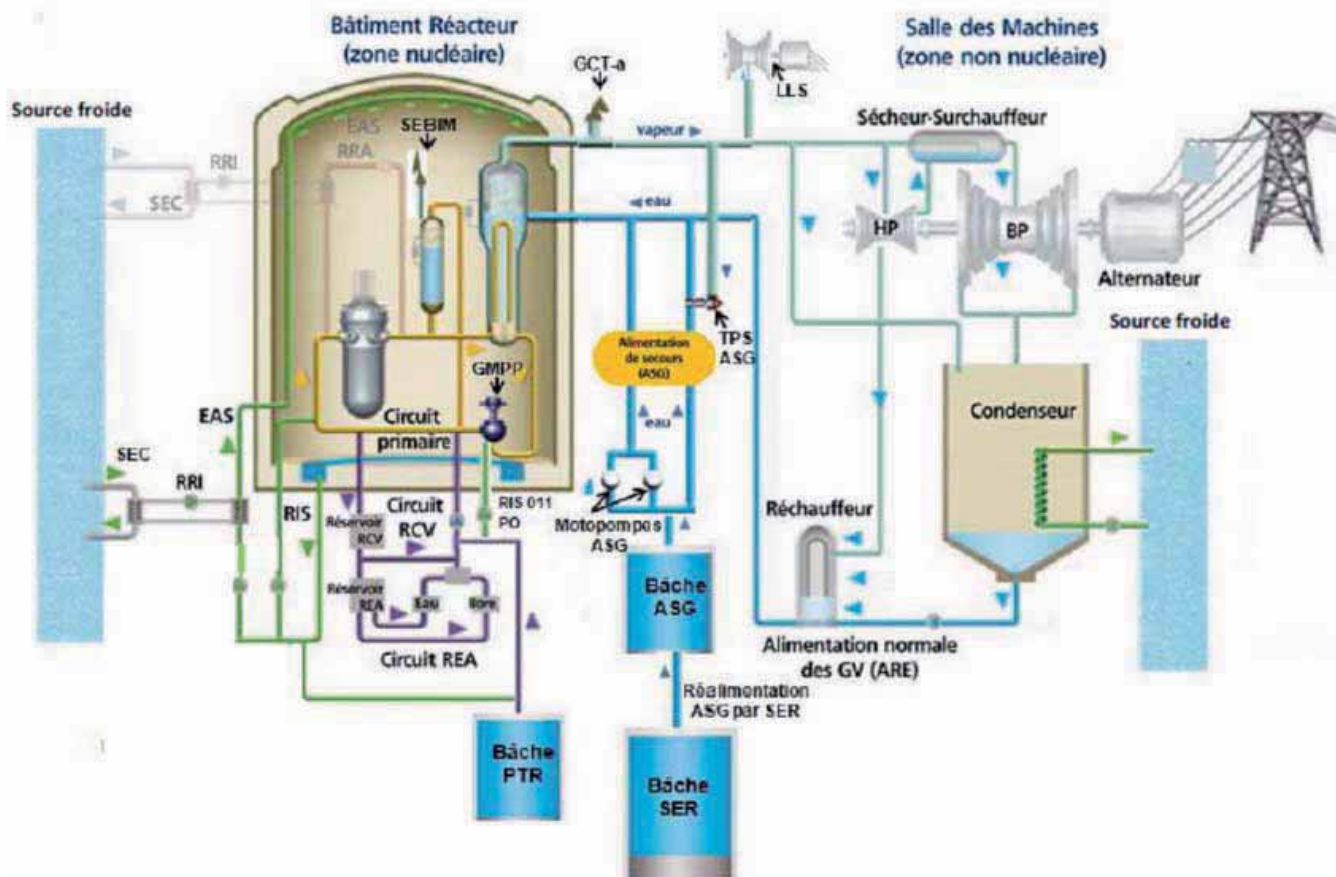
Les réacteurs en exploitation du parc sont dimensionnés pour une autonomie vis-à-vis d'une perte de source froide de 100 heures au moins.

Si l'agression de la source froide affecte simultanément tous les réacteurs d'un site, l'objectif d'autonomie annoncé par EDF est de 24 heures pour les sites bord de mer et 60 heures pour les sites bord de rivière en cas d'agression non prédictible (par exemple une arrivée soudaine de colmatants), et de 72 heures en cas d'agression prédictible (par exemple une agression climatique de type grand froid+frasil) auquel cas un remplissage préventif au maximum des bâches peut être fait.

La source froide correspond généralement au milieu naturel auquel sont connectées les installations nucléaires, mais il existe d'autres sources froides sur la centrale qui sont utilisées selon les états de tranche et qui servent elles aussi à refroidir le cœur ou la piscine du bâtiment combustible :

Matériels ou circuits utilisés en tant que « source froide » :

	Matériels ou circuits utilisés	Source Froide
Fonctionnement normal	Générateurs de vapeur (GV)	o Eau alimentaire normale o Eau d'alimentation de secours des GV (ASG) et décharge à l'atmosphère (GCT-a).
Fonctionnement accidentel	Générateurs de vapeur	Eau ASG, eau déminéralisée, eau brute, décharge à l'atmosphère (GCT-a)
	Circuit RRA	Eau RRI refroidie par le circuit SEC
	Circuit d'injection de sécurité (RIS)	Eau du réservoir PTR
	Circuit d'aspersion de l'enceinte (EAS)	o Eau RRI refroidie par le circuit SEC o Eau réservoir PTR



Dans son cahier des charges l'ASN a demandé à EDF de décrire les dispositions de conception destinées à empêcher la perte de la source froide (par exemple, différentes prises d'eau situées à des endroits différents, utilisation d'une source froide alternative, etc.).

Les équipements de la station de pompage sont soumis à des exigences de sûreté, définies dans le référentiel de sûreté de la source froide.

EDF indique dans ses évaluations complémentaires de sûreté qu'une surveillance de la prise d'eau, de la station de pompage et du canal d'amenée est réalisée d'une part dans le cadre des rondes périodiques d'exploitation, et d'autre part par l'application des programmes de base de maintenance préventive (PBMP), avec notamment la réalisation de bathymétries et de curages.

L'évolution des niveaux d'eau de la source froide est surveillée en permanence, et des seuils de vigilance, de pré-alerte et d'alerte sont déterminés. Ces seuils sont calés de telle sorte que des mesures préventives peuvent être prises, concernant notamment la nécessité d'augmenter les stocks d'eau secondaires, et la gestion optimale du repli des tranches dans l'objectif de diminuer l'énergie résiduelle du cœur à évacuer.

En France, aucun réacteur électronucléaire hormis l'EPR de Flamanville 3 en construction ne dispose de source froide alternative (lac, nappe phréatique ou atmosphère). Toutefois, certains sites ont par conception une réserve d'eau plus importante. A Civaux et Cattenom, il existe des retenues d'eau, classées au séisme, qui constituent la source froide du système de sûreté SEC³⁴ : bassins dédiés sur Civaux d'autonomie 10 jours, retenue du Mirgenbach à Cattenom d'autonomie 30 jours. Une autre particularité du site de Civaux provient du fait que le circuit de refroidissement de sûreté fonctionne en circuit fermé avec un aéroréfrigérant à tirage forcé associé au bassin de réserve (alors que sur la plupart des sites le circuit de refroidissement de sûreté est en circuit ouvert, l'eau étant prélevée et rejetée dans son milieu naturel).

³⁴ Circuit « SEC » : circuit d'eau brute secourue (c'est le circuit d'eau en provenance directe de la source froide)

Enfin, les données de conception sont révisées périodiquement par EDF dans le cadre des réexamens de sûreté dans le but de conforter ou d'améliorer la robustesse de l'installation.

EDF a apporté des réponses pour les différents risques de perte de la source froide :

1. Grands froids : pour éviter la prise en glace de la prise d'eau

Dès l'apparition des températures hivernales, une surveillance renforcée de la station de pompage est mise en œuvre dans le cadre des procédures Grands Froids, et les systèmes impliqués dans la source froide sont mis en configuration "hiver" : une surveillance renforcée des matériels identifiés sensibles est mise en place.

2. Grands chauds : pour éviter la perte de source froide par étiage

Dès le printemps, les sites fluviaux mettent en œuvre une surveillance accrue afin de détecter les températures ou niveaux anormaux de la source froide. En conséquence de ces alertes, des procédures « grand chaud » ou « étiage » permettent d'adapter la surveillance et de prendre les dispositions visant à protéger la source froide en adaptant la production le cas échéant. Les sites côtiers sont quant à eux naturellement protégés de ce risque. Dans les faits, les sites concernés par des situations d'étiage de la source froide sont généralement mis à l'arrêt bien avant d'atteindre la limite des plus basses eaux de sécurité pour limiter leur impact environnemental.

3. Marée noire : pour éviter le colmatage de la prise d'eau par arrivée d'hydrocarbures.

Certains sites, du fait de leur implantation géographique, sont à l'abri de ce risque. Dans ce cas, une ronde quotidienne sur les installations liées aux sources froides suffit pour s'assurer de la qualité de l'eau de refroidissement. Les autres (sites côtiers, ceux situés en bordure d'un estuaire, en bordure d'un canal navigable, ..) sont en revanche exposés. EDF a réalisé en 2003 une évaluation probabiliste de dérive d'une nappe d'hydrocarbures au droit des sites situés en Manche et en Mer du Nord, cette étude évalue la probabilité d'arrivée d'une nappe issue d'un accident à 2.10^{-3} / an pour les CNPE de la côte normande.

La protection de la source froide s'appuie sur des dispositions de conception ainsi que sur une doctrine d'exploitation permettant d'assurer l'alerte du CNPE, la surveillance des dérives de nappes en relation avec les pouvoirs publics ainsi que le repli préventif des tranches en cas de risque avéré d'entrée d'une nappe au droit du chenal d'aménée. En cas de pollution massive en hydrocarbure au large d'un CNPE, l'alerte est donnée par les pouvoirs publics, ces situations conduisant généralement au déclenchement du plan POLMAR. Des conventions passées entre EDF et les préfetures maritimes ainsi qu'avec Météo France permettent de surveiller l'évolution d'une nappe et d'informer EDF de sa position par rapport aux prises d'eau des sites nucléaires. L'entrée d'une nappe d'hydrocarbures dans la zone de surveillance du CNPE provoque l'application d'actions de prévention graduées visant à s'assurer de la disponibilité des moyens de protection, de préparer le repli des tranches et mettre en œuvre si nécessaire les dispositions du plan d'urgence interne :

- des mesures conservatoires consistant à limiter la consommation d'eau brute pour préserver la source froide de sûreté sont prises. Une mise à l'arrêt progressive des tranches du site est effectuée afin de diminuer le débit aspiré à la station de pompage pour ne conserver que le débit requis au refroidissement du réacteur ;
- un ponton flottant muni de plaques plongeantes situé devant les pertuis de prise limite la pénétration d'une nappe en surface dans la station de pompage, moyennant l'arrêt préventif des pompes de circulation (CRF) qui réduit le débit d'eau aspiré au seul débit SEC requis pour le refroidissement des auxiliaires de sûreté ;
- les filtres et leurs dispositifs de lavage permettent également de limiter les hydrocarbures.

Ces consignes peuvent également être déclenchées par une observation effectuée dans le cadre de la surveillance de la station de pompage, par l'apparition d'une alarme de colmatage des tambours filtrants ou de déclenchement des pompes de circulation. EDF estime que l'instrumentation du circuit SEC et en particulier les mesures de débit restent opérationnels jusqu'à 10 % d'hydrocarbures.

4. Colmatants : pour éviter l'obstruction de la prise d'eau

Toutes les stations de pompage sont protégées dès leur conception vis-à-vis du phénomène d'arrivée massive de colmatants au travers de lignes de défense qui varient d'un site à l'autre, en fonction des particularités de son environnement, mais qui typiquement sont les suivantes :

- A l'entrée de la prise d'eau, le premier élément rencontré est un ensemble de grilles amovibles à large barreaudage ;
- A l'entrée de la station de pompage, le premier élément rencontré est la grille « amont », dont l'espacement entre barreaux est plus resserré. Quelques mètres en aval, une ou deux grilles de pré-filtration évitent la pénétration de gros corps flottants. Ces grilles de pré-filtration sont le plus souvent équipées de dégrilleurs (un par grille) qui relèvent les éventuels débris et les envoient, via une goulotte d'évacuation, dans une benne de récupération.

L'arrivée de colmatants à la station de pompage est détectée par les alarmes propres à ce système : surveillance de la perte de charge à l'aspiration, alarmes SEF³⁵, perte de charge des moyens de filtration SFI³⁶. Les protections associées à cette surveillance conduiront à déclencher automatiquement des pompes non classées de sûreté, réduisant ainsi de manière significative la perte de charge aux bornes des éléments filtrants pour garantir leur intégrité et réduire le flux d'arrivée de débris. Ce dispositif confère une protection aux pompes de sûreté du système SEC vis-à-vis d'un niveau bas à l'aspiration et permettant d'assurer leur alimentation pérenne.

Préventivement, des actions manuelles en salle de commande complétées par des vérifications en local permettent d'arrêter une ou plusieurs pompes non classées de sûreté et d'enclencher le lavage haute pression et le fonctionnement à grande vitesse des tambours filtrants. Un agent sera dépêché sur place pour évaluer la situation, une procédure spécifique guide les équipes de conduite dans la gestion de cette situation.

A la suite d'un incident de perte partielle de source froide à Cruas en 2009 par arrivée massive de débris végétaux, EDF a engagé à la demande de l'ASN une revue de conception de toutes les sources froides afin d'évaluer et renforcer leur robustesse aux agressions naturelles. Les résultats de cette revue technique de conception sont attendus pour 2012.

5. Pour éviter la perte de source froide par phénomène naturel (tempête, marée importante,...). Certains sites gèrent ces situations par une consigne de conduite spécifique qui intègre les phénomènes de tempête et la présence de colmatant concomitante qui peuvent affecter la disponibilité de la prise d'eau. Cette consigne permet d'éviter la perte totale de la source froide en préservant les débits nécessaires au fonctionnement des pompes importantes pour la sûreté, et permet de faciliter le nettoyage des matériels colmatés. Cette consigne prescrit le suivi de nombreux paramètres tels que les alarmes liées à la station de pompage, la météorologie et plus spécifiquement la force et la direction du vent, l'historique des vents, les coefficients de marée et l'état de la mer, l'évolution du fonctionnement des pompes CRF de la tranche voisine, la nature du colmatant et les actions à mettre en œuvre. Elle prescrit en outre la surveillance renforcée en station de pompage et envisage plusieurs cas de replis de la tranche. Par ailleurs des consignes sont établies sur chaque site pour procéder à l'arrimage des objets en cas de vents forts par exemple.

³⁵ SEF : circuit de pré-filtration de l'eau brute (c'est-à-dire la première filtration de l'eau prélevée dans le milieu naturel)

³⁶ SFI : circuit de filtration de l'eau brute en station de pompage

L'ASN considère que la source froide, qui est un système important, nécessite une vigilance particulière. Les événements récents de colmatage ou de perte partielle de la source froide, à Cruas et à Fessenheim en décembre 2009 notamment, ont montré sa vulnérabilité et ont conduit EDF à engager un plan d'action pour renforcer la robustesse de toutes ses sources froides. **L'ASN a en particulier demandé à EDF d'engager une revue de conception de l'ensemble de ses sources froides. L'ASN prescrira à EDF de fournir les conclusions détaillées de la revue de conception des sources froides site par site, et le plan d'action assorti d'échéances associé.**

Les inspections conduites par l'ASN en 2011 ont montré que l'état général des installations de la source froide est correct, et que par ailleurs la conformité des sources froides au référentiel national de sûreté d'EDF tend vers l'exhaustivité, mais un certain nombre d'écarts subsiste sur plusieurs sites. La rigueur d'exploitation et de maintenance, la surveillance de l'état des matériels et des ouvrages, et la déclinaison exhaustive des directives nationales sont en règle générale des axes d'amélioration pour la plupart des sites. En dépit de progrès notables attribuables à la démarche OEEI (Obtenir un État Exemplaire des Installations) engagée par EDF, certains sites possèdent encore des équipements de la station de pompage qui présentent des fuites ou des traces de corrosion relativement avancées. En particulier sur plusieurs sites, la maintenance du circuit SEC (classé de sûreté) a présenté des défaillances et mérite donc une attention renforcée.

La prise en compte du risque de perte de source froide (par colmatage, par prise en glace...) est inégale d'un site à l'autre, et de manière générale mérite d'être renforcée. Les événements récents ont montré que les moyens actuellement en place ont suffi jusqu'à présent pour faire face aux agressions, mais parfois avec difficulté. EDF a donc engagé une démarche de renforcement de la robustesse de ses sources froides à une agression de type « arrivée massive de colmatants ».

La formation du personnel, enfin, a montré parfois quelques défaillances, cet axe de progrès constitue d'ailleurs un volet du plan d'action engagé par EDF en 2010 à la suite des événements de colmatage de la source froide à Cruas et à Fessenheim.

Enfin, EDF a prévu de renforcer le référentiel de sûreté de la source froide, l'échéance de cette action est annoncée à début 2013.

5.2.1 Perte de la source froide principale

Dans son cahier des charges l'ASN a demandé à EDF d'étudier les pertes induites de systèmes de sûreté, et en particulier la perte de la source de refroidissement ultime. Dans un premier temps, l'exploitant fera son analyse installation par installation ; dans un second temps, il sera supposé que toutes les installations d'un même site (réacteurs, piscines...) sont touchées en même temps. Pour les réacteurs possédant plusieurs sources froides (en l'occurrence, l'EPR de Flamanville 3), la perte successive des sources froides doit être prise en compte. Pour chacune de ces situations, doit être indiquée la durée pendant laquelle le site peut rester dans cette situation, sans secours extérieur, avant qu'un endommagement du combustible ne devienne inévitable.

On définit « H1 » la situation de perte totale de source froide. Cette situation peut n'affecter qu'un seul réacteur, ou tous les réacteurs d'un site. On parle alors de situation « H1 de site ».

La perte totale de la source froide naturelle entraîne la perte des fonctions de refroidissement du cœur et de la piscine du bâtiment combustible (BK³⁷). Elle est détectée au niveau du système SEC par l'apparition d'alarmes de bas débit qui conduiront à déclarer successivement l'indisponibilité d'une, puis de deux voies SEC. La perte totale de la source froide rend inutilisable le poste d'eau et le circuit d'eau brute secourue (SEC). S'en suit un échauffement progressif du circuit de réfrigération intermédiaire (RRI). Petit à petit, les circuits suivants deviennent indisponibles : le circuit de réfrigération intermédiaire (RRI), le circuit de refroidissement à l'arrêt (RRA), le circuit de réfrigération d'eau des piscines (PTR), les pompes primaires (perte du refroidissement des paliers, du moteur, de la barrière thermique), le circuit d'injection de sécurité (RIS), le circuit d'aspersion dans l'enceinte (EAS).

Les dispositions prises avec du matériel présent sans délai sur le site permettent d'assurer les fonctions suivantes pendant le temps nécessaire à la restauration de la source froide :

- Le maintien d'une pompe de charge, nécessaire pour assurer l'injection aux joints des pompes primaires. Cette pompe permet d'assurer un appoint en eau borée, et de dépressuriser le réacteur par l'aspersion auxiliaire ;
- L'utilisation de l'inertie thermique de la réserve d'eau borée du circuit primaire (réservoir PTR) comme source froide de secours est alors mise en œuvre dans le cadre d'une procédure de conduite prévue à cet effet. A terme, le circuit de réfrigération intermédiaire (RRI) n'assure plus correctement le refroidissement des auxiliaires. Il est arrêté manuellement et déclaré inutilisable lorsque la température du fluide dépasse sa température limite de fonctionnement (température en sortie des échangeurs supérieure à 50 ou 55°C selon les sites) ;
- La réalimentation de la réserve d'eau alimentaire de secours (réservoir ASG) afin de permettre à long terme l'évacuation de la puissance résiduelle par les générateurs de vapeur, compte tenu de l'indisponibilité du circuit de refroidissement à l'arrêt (RRA).

Évaluation de l'impact d'une situation de type H 1 sur les réacteurs (d'abord affectant un seul réacteur, puis tous les réacteurs d'un site)

EDF a identifié 4 configurations possibles :

- circuit primaire fermé et circuit de refroidissement à l'arrêt (RRA) non connecté ;
- circuit primaire fermé mais circuit de refroidissement à l'arrêt (RRA) connecté ;
- circuit primaire entrouvert ;
- circuit primaire suffisamment ouvert.

Cas n°1 : Situation H 1 affectant un seul réacteur

L'inertie thermique de la réserve d'eau borée du circuit primaire (réservoir PTR) est utilisée dans le cas de la perte d'eau brute secourue (SEC). Elle permet le maintien en service d'une des pompes du circuit primaire, de l'aspersion normale et de la décharge (RCV). Le réacteur est ainsi conduit jusqu'à son état de repli selon une conduite analogue à un arrêt normal de l'installation.

Dans les états circuit primaire fermé, un effet falaise en situation de perte totale de la source froide (situation dite « H1 ») est lié à l'épuisement des réserves en eau secondaire (ASG + SER). L'autonomie du site, sur la base des volumes d'eau SER exigés par les spécificités techniques d'exploitation (STE), est de plusieurs jours (100 heures). Usuellement, les réservoirs SER sont remplis nettement au-dessus des seuils exigés, conférant dans les faits une autonomie supérieure. EDF estime ce délai suffisant pour recouvrer la source froide avant le délai de découverture du cœur.

³⁷ BK : Bâtiment d'entreposage du combustible nucléaire

Dans les états circuit primaire ouvert et entrouvert, Les appoints au primaire par le circuit RCV sont disponibles. L'alimentation en eau est faite à partir du réservoir PTR qui peut être réalimenté selon les procédures mises en œuvre à l'initiative de l'équipe de crise nationale. La situation primaire fermé présentée ci-dessus est donc enveloppe de la situation primaire entrouvert.

Cas n°2 : Perte de la source froide sur l'ensemble des tranches d'un site

EDF estime le délai plausible de recouvrement de la source froide à environ trois jours pour les sites fluviaux, et un jour pour les sites bord de mer.

État primaire fermé : L'autonomie en eau secondaire sur la base des volumes d'eau ASG et SER couramment rencontrés est supérieure au délai plausible pour recouvrer la source froide. Il n'y a donc pas d'effet falaise, EDF considère que la source froide aura été rétablie avant le délai de découverture du cœur.

État primaire entrouvert : La puissance résiduelle étant plus faible, la situation primaire fermée est enveloppe de la situation primaire entrouvert.

État primaire ouvert : L'inertie thermique de la réserve d'eau borée du circuit primaire (PTR) est utilisée, et la vaporisation est compensée par un appoint au circuit primaire à partir du réservoir PTR. La puissance résiduelle à évacuer est également plus faible qu'en situation de primaire fermé.

EDF estime donc dans tous les cas que la source froide aura été rétablie avant le délai de découverture du cœur. Afin de renforcer la robustesse de l'installation en situation H1 de site, EDF s'engage à réévaluer les seuils minimaux des Spécifications Techniques d'Exploitation pour les bâches SER afin de garantir l'autonomie visée.

Cas particulier de l'EPR :

Perte de source froide principale sur une tranche en état A, B ou C³⁸ avec primaire fermé ou entrouvert

Dans une situation initiale avec un réacteur fonctionnant à pleine puissance, les réservoirs ASG sont vides au bout de 2 jours environ. La réalimentation de ces réservoirs par l'eau des réservoirs JAC³⁹ permet d'avoir une autonomie totale en eau de 7 jours de plus à partir de la perte de la source froide (soit 9 jours en tout). Le début de l'endommagement du combustible commence environ 9 jours après l'initiateur. Les autres situations initiales sont enveloppées par celle décrite ci-dessus car la puissance résiduelle à évacuer est inférieure.

Perte de source froide principale sur une tranche en état C, primaire non pressurisable ou en état D

L'étude d'accident de ce scénario montre que le non-découvrement du cœur est assuré pendant plusieurs jours et que l'évacuation de la puissance résiduelle est assurée à long terme.

Pour l'ensemble des tranches du site EPR :

La généralisation de la perte des sources froides à tout le site ne change rien au scénario de perte de source froide sur une seule tranche, l'EPR de Flamanville 3 n'ayant pas de matériel en commun avec les tranches 1 et 2 du site. Compte tenu du REX national et international sur les sites côtiers, le délai plausible de recouvrement de la source froide a été estimé à une journée.

³⁸ État A : état en puissance et état d'arrêt à chaud ou intermédiaire avec toutes les fonctions de protection automatique du réacteur disponibles ; certaines fonctions peuvent être désactivées à basse pression ;

État B : arrêt intermédiaire au dessus de 120°C, système de refroidissement à l'arrêt non connecté ; certaines fonctions de protection automatique du réacteur peuvent être désactivées ;

État C : arrêt intermédiaire et arrêt à froid avec le système de refroidissement à l'arrêt en fonctionnement et le circuit primaire fermé ou pouvant être refermé rapidement ;

État D : arrêt à froid avec le circuit primaire ouvert

³⁹ JAC : circuit de Production d'eau incendie classée.

Perte de source froide principale, réacteur en état A , B ou C avec primaire fermé ou entrouvert

L'extension de l'incident à l'ensemble du site ne modifie pas le scénario présenté précédemment. En effet, la conduite de l'EPR Flamanville 3 ne nécessite pas de matériel commun aux tranches 1 et 2. Le début de l'endommagement du combustible de l'EPR Flamanville 3 commence environ 9 jours après la perte de la source froide.

Perte de source froide principale, réacteur en état C , primaire non pressurisable ou en état D

L'extension de l'incident à l'ensemble du site ne modifie pas le scénario présenté précédemment. En effet, la conduite de l'EPR Flamanville 3 assure l'évacuation de la puissance résiduelle à long terme et ne nécessite pas de matériel commun aux tranches 1 et 2.

EDF n'a pas étudié le cas de la perte de la source froide principale conjuguée avec la source froide alternative.

Pour l'EPR, EDF estime donc dans tous les cas que la source froide aura été rétablie avant le délai de découvrément du cœur. Lorsque les réservoirs JAC sont vides (7 jours environ après la perte de la source froide), une réalimentation des réservoirs ASG de EPR Flamanville 3 par les bassins d'eau douce SEA est envisagée. Cette ressource, partagée entre les trois tranches et entre la réalimentation des réservoirs ASG et celle de la piscine BK, pourrait être appelée sur demande de l'équipe de crise nationale afin de fournir une autonomie supplémentaire de plusieurs jours.

En conclusion, lorsque le circuit primaire est fermé, l'évacuation de la puissance résiduelle du cœur du réacteur est assurée par le circuit secondaire. EDF identifie alors un effet falaise par suite d'épuisement des réserves en eau secondaire. Ce délai est évalué à « plusieurs jours ». EDF considère que la source froide (recouvrable en un ou trois jours selon les sites) aura été rétablie dans tous les cas avant le découvrément du cœur. Dans les situations où le circuit primaire n'est pas pressurisable, la puissance résiduelle est évacuée par vaporisation de l'eau de la piscine du réacteur dans l'enceinte. Dans ces cas un appoint au circuit primaire, par l'intermédiaire du circuit RCV, est réalisé. L'effet falaise n'est pas précisé par EDF. Dans le cas particulier de l'EPR, un effet falaise est lié à l'autonomie en eau secondaire, évaluée à 2 jours environ. Elle correspond à l'autonomie affichée des bâches ASG. Celles-ci peuvent être alimentées par la suite par les bâches du système JAC dédié à cette réalimentation, portant l'autonomie à 9 jours.

L'ASN considère que les situations accidentelles de pertes de sources examinées par EDF dans ses évaluations complémentaires de sûreté correspondent aux attendus de la décision n°2011-DC-0213 de l'ASN pour les réacteurs existants, et partiellement pour l'EPR de Flamanville 3. Conformément au cahier des charges, elles sont bâties en considérant des pertes graduelles des ressources en eau, à l'exception des cas suivants qui auraient dû être étudiés par EDF :

- la perte totale des sources froides principale conjuguée avec la perte de la source froide ultime sur le réacteur de l'EPR Flamanville 3 (situation uniquement étudiée pour la piscine BK)
- la situation H1 (perte totale de la source froide) de site sur Civaux. Cette situation est étudiée pour le site de Civaux sur une tranche seulement et non sur l'ensemble du site.

Sauf pour la situation H1 de site à Civaux, les situations postulées sont examinées en considérant une tranche, puis toutes les tranches d'un site affectées, conformément à l'attendu du cahier des charges.

Conformément à la décision n°2011-DC-0213 de l'ASN, la situation H1 de site devrait être explicitement étudiée sur l'ensemble des tranches du site de Civaux.

Pour l'EPR, l'ASN va demander à EDF d'évaluer la robustesse du réacteur de Flamanville 3 vis-à-vis de la perte complète des sources froides principale et ultime, ainsi que de son cumul avec une situation de manque de tension générale.

Dans le cas où une seule tranche serait affectée, l'ASN juge que l'estimation d'EDF concernant le délai de recouvrement de la source froide (plusieurs jours) est plausible, le référentiel de sûreté actuellement en vigueur prévoyant déjà une autonomie de 100 heures pour une perte totale de la source froide sur un réacteur.

Dans le cas où tous les réacteurs d'un site seraient affectés simultanément, les volumes d'eau secondaire (ASG + SER) sont réduits, le réservoir SER étant partagé entre plusieurs tranches. Les derniers réexamens de sûreté ont évalué cette autonomie à 24 heures (pouvant atteindre 2 à 3 jours sur certains sites).

L'ASN considère que les délais avant le découvrage du cœur auraient dû être clairement indiqués.

L'ASN demandera à EDF de préciser les délais évalués de façon qualitative.

Dans les états où le circuit primaire n'est pas pressurisable, l'ASN constate qu'EDF n'a pas calculé d'effet falaise pour la situation H1. L'ASN convient que le délai avant découvrage du cœur serait plus long en situation H1 qu'en situation de perte totale des alimentations électriques (voir § 5.1 du présent chapitre), du fait de possibilités supplémentaires d'appoint au primaire depuis la bêche PTR. Plus précisément, les délais calculés en situation « H3 » sont de 70 à 80 heures lorsque la piscine du réacteur est pleine ; plus d'un jour lorsque la piscine du réacteur n'est pas pleine, sous réserve toutefois de la robustesse des équipements utilisés dans la conduite H1 (pompes RCV, tableaux électriques...). Ce point fait l'objet de réserves dans le paragraphe suivant.

Dans les états où le circuit primaire est pressurisable, un effet falaise lié à l'épuisement en eau secondaire est observé. L'ASN estime l'ordre de grandeur du délai avant découvrage du cœur, évalué à plusieurs jours, recevable au vu des quantités d'eau régulièrement observées et prescrites par les spécificités techniques d'exploitation : 100 heures d'autonomie si une seule tranche est affectée, et au moins 24 heures (voire plus) si un site entier est affecté. L'ASN considère satisfaisante la proposition d'EDF de réévaluer les réserves d'eau minimales requises, et d'étudier des moyens ultimes de réapprovisionnement pérennes.

EDF n'a pas examiné, pour la situation H1, le cas où les événements du circuit primaire ne se seraient pas refermés, alors que l'échec de cette opération a été examiné pour les situations H3. Compte-tenu des appoints supplémentaires au circuit primaire disponibles, une telle situation semble couverte par les états « circuit primaire non pressurisable »

Évaluation de l'impact d'une situation de type H 1 sur les piscines de désactivation du combustible :

EDF a retenu les domaines d'exploitation APR⁴⁰ ou RCD⁴¹ en fin de déchargement comme états pénalisants à prendre en compte pour une situation accidentelle n'affectant qu'une seule tranche. C'est en effet dans ces états de tranche que la puissance résiduelle du combustible entreposé en piscine est maximale.

Pour l'étude d'un scénario accidentel touchant l'ensemble d'un site, EDF a retenu qu'une des tranches du site était en APR ou RCD (états pénalisants pour les piscines) et que les autres sont en puissance. EDF étudie également le cas où un assemblage de combustible est en cours de manutention dans la piscine de désactivation.

Pour une seule tranche affectée :

La perte de la source froide induit une perte totale de refroidissement de la piscine d'entreposage du combustible. Dans cette situation, la procédure appliquée prévoit :

- l'arrêt des opérations de manutention combustible et la mise en position sûre des assemblages en cours de manutention ;
- le lignage de l'appoint à la piscine d'entreposage du combustible prioritairement par SED⁴² puis par JPI⁴³.

⁴⁰ APR : arrêt pour rechargement

⁴¹ RCD : Réacteur complètement déchargé

⁴² SED : Circuit d'eau déminéralisée du réacteur

Les autres dispositions visant à garantir l'accessibilité aux locaux adjacents au hall BK ainsi que l'absence de montée en pression du hall sont équivalentes à celles de la situation H3, perte totale des alimentations électriques.

La perte du refroidissement de la piscine d'entreposage du combustible chauffe l'eau progressivement. La source d'appoint du circuit JPP⁴⁴ garantit un appoint à la piscine permanent. Pendant toute cette période où l'appoint est garanti, la hauteur d'eau en piscine d'entreposage du combustible reste très au-dessus des assemblages combustible. Il n'y a pas de risque d'atteindre la situation redoutée (découvrement des assemblages combustible). En fonction de la puissance résiduelle présente dans la piscine, l'autonomie est évaluée au moins à un mois, durée largement compatible avec une intervention extérieure.

Pour un site affecté :

La vérification de l'autonomie de site vis-à-vis de situations de perte de la source froide liées à des agressions naturelles externes a été menée dans le cadre de la troisième visite décennale des tranches de 900 MWe. Le délai d'autonomie visé est de l'ordre de quelques jours. Les matériels et les réserves d'eau disponibles sont :

- le système SED, ainsi que la totalité des réservoirs SED ;
- les systèmes JPI et JPP.

La conduite de la situation pour chaque tranche par les opérateurs est faite de manière identique au cas précédent, les circuits JPI et SED restant disponibles.

Cinétique du phénomène

La source d'appoint du circuit JPP garantit un appoint à la piscine permanent. Il n'y a pas de risque d'atteindre la situation redoutée (découvrement des assemblages combustible). Pendant toute cette période où l'appoint est garanti, la hauteur d'eau en piscine d'entreposage du combustible reste au-dessus des assemblages combustible.

Conclusion pour un site

Les appoints en eau par SED et JPI restant disponibles en cas de perte de la source froide, le découvrement des assemblages combustibles dans la situation H1 étendue au site ne sera pas atteint. Si le système JPP est affecté (par exemple en cas de colmatage de la source froide), seul le système SED pourra fournir un appoint à la piscine BK. Le délai avant découvrement du cœur est alors estimé à quelques jours dans les états où une puissance maximale est installée en piscine (états APR et RCD), et environ une semaine dans les autres cas moins pénalisants.

Pour l'EPR :

La perte de la source froide principale entraîne la perte des files RRI/ SEC, et donc du refroidissement des deux trains principaux PTR.

Dans les états C avec primaire non pressurisable, D et potentiellement une partie de l'état E⁴⁵, deux trains EVU sont requis pour gérer la situation de la chaudière. La piscine n'est alors plus refroidie. Un appoint en eau par une pompe JAC lignée sur l'une des deux bâches JAC (1 000 m³ et 2 600 m³) permet d'éviter le découvrement des assemblages combustibles. L'appoint par JAC permet de maintenir le niveau d'eau dans la piscine pendant :

- environ quatre jours avec la bache JAC de 1 000 m³ ;
- plus de 10 jours avec la bache JAC de 2 600 m³.

⁴³ JPI : Circuit de protection incendie de l'îlot nucléaire

⁴⁴ JPP : Circuit d'eau incendie

⁴⁵ État « E » de l'EPR : arrêt à froid avec piscine pleine pour rechargement.

Le délai avant le découvrément des assemblages combustibles stockés dans le râtelier est d'environ 18 jours, compatible avec une intervention extérieure.

Dans les autres états, le troisième train PTR, refroidi par EVU/ SRU, peut être démarré, avec un lignage sur la source froide diversifiée (ouvrage de rejet) dans le cas de perte de la source froide principale, pour assurer le refroidissement de la piscine.

5.2.2 Perte de la source froide principale et de la source froide alternative

Aucun réacteur du parc en exploitation n'a de source froide alternative.

Seul l'EPR a une source froide alternative. Elle consiste en deux circuits indépendants (EVU et SRU) eux-mêmes constitués de deux voies redondantes en station de pompage. Le circuit SRU peut aspirer l'eau brute depuis la station de pompage principale (mode « normal ») ou bien depuis l'ouvrage de rejet en mer (mode « diversification »).

Pour EPR, EDF n'a pas étudié les conséquences de la perte de source froide ultime sur la sûreté du réacteur.

Conséquences de la perte de la source froide sur les piscines :

Dans ce scénario, les 3 trains de refroidissement PTR sont perdus du fait de la perte des files RRI/ SEC et EVU/ SRU.

Dans les états A, B, C avec le circuit primaire pressurisable, la bache JAC de 2 600 m³ est dédiée à la réalimentation de la bache ASG. L'appoint par JAC permet d'avoir un délai avant le découvrément des assemblages combustibles stockés dans le râtelier d'environ quatre jours, compatible avec une intervention extérieure.

Dans les états C avec primaire non pressurisable, D et potentiellement une partie de l'état E, l'appoint par JAC permet de maintenir le niveau d'eau dans la piscine pendant :

- environ quatre jours avec la bache JAC de 1 000 m³ ;
- plus de dix jours avec la bache JAC de 2 600 m³.

Le délai avant le découvrément des assemblages combustibles stockés dans le râtelier est d'environ 18 jours, compatible avec une intervention extérieure.

Dans les états E et F⁴⁶, l'appoint par JAC permet de maintenir le niveau d'eau dans la piscine pendant :

- plus d'une journée avec la bache JAC de 1 000 m³ ;
- plus de trois jours avec la bache JAC de 2 600 m³.

Le délai avant le découvrément des assemblages combustibles stockés dans le râtelier est d'environ 5 jours, compatible avec une intervention extérieure.

L'ASN constate que pour l'EPR de Flamanville, EDF n'a pas étudié les conséquences de la perte successive de la source froide principale, puis de la source froide alternative, vis-à-vis de la sûreté du réacteur. Cette configuration a été étudiée seulement vis-à-vis des piscines de désactivation du combustible. Ce scénario aurait dû également être cumulé avec une perte totale des alimentations électriques.

⁴⁶ État «F» de l'EPR : arrêt à froid avec le cœur complètement déchargé. Pendant cet état, des travaux sont réalisés sur les composants du circuit primaire. Cet état n'a pas à être analysé vis-à-vis de la protection du cœur.

L'ASN demandera à EDF des compléments d'étude afin d'évaluer les conséquences sur l'endommagement du cœur du réacteur d'une perte complète des sources froides principale (SEC) et ultime (SRU) de l'EPR Flamanville 3.

Concernant l'évaluation des conséquences de la perte de source froide sur les piscines de désactivation du combustible, l'ASN constate que les délais avant découverture du cœur seraient supérieurs à la durée visée dans le référentiel de sûreté : de l'ordre de quelques jours avec une puissance maximale en piscine BK, et environ une semaine dans les états hors APR - RCD. Ces délais semblent donc compatibles avec une intervention extérieure et avec les moyens qu'EDF envisage de mettre en place pour réaliser un appoint complémentaire en eau.

En cas de perte de l'appoint, les délais et conséquences sont identiques à une situation de perte d'alimentation électrique.

5.2.3 Conclusion sur les dispositions prévues pour protéger les installations contre le risque de perte du système de refroidissement ultime ou de la source froide

Dans toutes les configurations étudiées par EDF, tant pour les réacteurs que pour les piscines, le délai estimé avant la situation redoutée (le découverture du combustible) est supérieur au délai estimé par EDF de restitution de la source froide. Les effets faibles identifiés dépendent de la quantité d'eau secondaire disponible. En outre, EDF ajoute que le temps avant découverture du cœur dans les états où le circuit primaire est ouvert sera nécessairement plus long que celui calculé dans les situations de pertes d'alimentations électriques (évalué à plusieurs jours).

L'ASN convient que les délais avant découverture dans les états où le circuit primaire n'est pas pressurisable pourraient être plus longs qu'en situation H3⁴⁷, du fait de possibilités supplémentaires d'appoint au primaire. Toutefois l'ASN constate que les calculs et les raisonnements établis par EDF présupposent la robustesse aux agressions des équipements utilisés pour la conduite d'une situation H1 de site. Or, les effets faibles liés à la tenue en température des équipements nécessaires dans les situations H1 n'ont pas été investigués. L'ASN considère donc la démonstration de la capacité d'EDF de gérer une situation de type H1 de site durable insuffisante, puisque les dispositions complémentaires mises en œuvre reposent en partie sur des équipements existants utilisés dans la conduite H1 (pompes RCV, tableaux électriques, contrôle-commande...) qui ont pu être dégradés ou perdus, notamment parce qu'ils ne sont plus refroidis dans une telle configuration et peuvent à terme être indisponibles.

De même, dans le référentiel de sûreté actuel, EDF n'a pas défini d'exigences systématiques relatives à la tenue au séisme et la protection contre l'inondation des équipements utilisés dans les situations H1. Or, l'ASN constate certains points de faiblesse vis-à-vis de la capacité des installations à faire face à une situation H1 de site induite par un séisme, y compris pour le niveau de séisme du référentiel actuel, ou par une inondation au-delà du référentiel. Dans le cas de telles agressions, l'ASN considère que le délai avant découverture du cœur pourrait être de quelques heures en situation H1 (tous états de tranche). De même pour le réacteur EPR, l'ASN remarque que l'opérabilité du système SRU (constituant la source froide ultime de l'EPR) n'est pas garantie en cas de séisme de dimensionnement.

EDF envisage dans ses études d'étudier l'opportunité de rendre robustes à un niveau d'agression supérieur au référentiel actuel les dispositions permettant de garantir un appoint en eau. L'ASN considère que les améliorations proposées, qui répondent au cahier des charges des ECS, doivent

⁴⁷ Des effets faibles court terme, caractérisés par un délai avant découverture du cœur inférieur au délai prévu par EDF pour la mise en œuvre des moyens de la FARN, ont été identifiés en situation H3. Ce délai est de quelques heures dans les états ouverts - piscine non pleine - sur le palier 900 MWe (du fait de l'absence actuellement de moyen d'injection autonome vers le primaire), de l'ordre de 10 heures dans l'état primaire entrouvert (tous paliers). Dans l'état primaire fermé sur le palier 900 MWe, avec la conduite actuelle, le délai avant découverture en situation H3 de site est de l'ordre de 8 heures (du fait que la pompe d'injection aux joints des pompes primaires est commune à deux tranches). En outre, dans le cas d'une situation H3 cumulée avec la perte des moyens LLS, TPS ASG et TAC/ GUS, le délai est de quelques heures dans l'état primaire fermé. Dans les états primaire fermé sur les paliers 1300 MWe et 1450 MWe, et dans les états primaire ouverts piscine BR pleine (tous paliers), le délai en situation H3 (hors cumul) est plus long (quelques jours).

être mises en œuvre. Elle prendra une prescription à ce sujet. En cas d'insuffisance avérée, l'ASN demandera à EDF de renforcer la robustesse des équipements contribuant à la conduite d'une situation H1 de site.

De même, la démarche de vérification de la tenue en température des équipements situés dans des locaux qui ne sont plus refroidis n'a pas été exécutée de manière exhaustive. L'ASN considère que certains équipements clés pourraient être perdus à terme par échauffement des locaux. Entre autres, pour le parc en exploitation :

- les pompes RCV, dont les locaux sont refroidis par un système de ventilation qui n'est plus refroidi en situation H1 ;
- des matériels électriques ou de contrôle-commande supports à des équipements utilisés en situation H1 ;
- les pompes RIS-BP, utilisés en situation H1 alors que leurs moteurs (1300 MWe, 1450 MWe) et les pompes elles-mêmes (1300 MWe) sont refroidis par le circuit RRI, perdu à terme en situation H1.

L'ASN demandera à EDF de compléter sa démonstration par une étude de sensibilité à la température des équipements requis pour gérer une situation H1 de site, situés dans des locaux qui ne sont plus refroidis. Cette étude devra être menée en considérant une durée représentative de l'utilisation de ces équipements en cas de situation H1 durable, et en considérant que tout le site peut être affecté.

Plus spécifiquement pour les piscines de désactivation du combustible :

L'ASN constate que la disponibilité de l'appoint aux piscines de désactivation du combustible par le réseau incendie n'est pas certaine en cas de séisme. En situation de perte totale des alimentations électriques, ce système ne sera pas fonctionnel.

EDF propose un moyen d'appoint d'ultime secours, propre à chaque tranche, qui puisera de l'eau dans la nappe phréatique ou dans des bassins de forte capacité à l'aide d'une motopompe autonome ou d'une pompe électrique secourue par le diesel d'ultime secours. EDF précise que l'étude de cet appoint ultime est prévue pour la fin de l'année 2012.

L'ASN considère que les améliorations proposées, qui répondent au cahier des charges des ECS, doivent être mises en œuvre. Elle prendra une prescription à ce sujet

Plus spécifiquement pour l'EPR :

Le circuit de refroidissement de la piscine de désactivation du réacteur EPR bénéficie d'un troisième train de refroidissement. La source froide de ce troisième train est indépendante et devrait donc rester fonctionnelle en cas de perte de la source froide commune aux deux trains de refroidissement principaux. Dans tous les domaines d'exploitation du réacteur, un appoint à la piscine de désactivation peut être réalisé par le réseau incendie. Ce réseau incendie est également utilisé pour réalimenter le cas échéant les bâches d'alimentation de secours aux générateurs de vapeur. Il doit donc être disponible dans tous les domaines d'exploitation du réacteur.

L'ASN demandera à EDF de présenter, dans le cadre de l'instruction de la mise en service de l'EPR de Flamanville 3, sa stratégie de maintenance et de conduite des systèmes partagés entre piscine et réacteur (comme le réseau incendie) de manière à limiter autant que possible leur indisponibilité temporaire.

Capacité du site à piloter un accident impliquant la perte de source froide :

Un nombre important d'actions sont à réaliser, en salle de commande mais surtout en local, pour gérer une situation H1. EDF fournit peu d'informations sur les conditions de réalisation de ces actions compte tenu des conditions ambiantes dans les locaux, de leur accessibilité, et des ressources humaines disponibles pour mener de front toutes ces actions sur toutes les tranches.

D'autre part, des moyens valorisés en situation H1 sont prévus d'être utilisés par EDF dans le cadre des dispositions complémentaires pour éviter l'accident grave. **L'ASN considère qu'EDF doit conforter dans ses conclusions quant à la capacité des CNPE à gérer une situation dégradée (H1 ou H3) sur plusieurs tranches simultanément, y compris lorsqu'une autre tranche connaît un accident grave. EDF définira si besoin des dispositions supplémentaires pour permettre cette gestion. L'ASN prendra une prescription à ce sujet.**

Ces demandes valent pour les réacteurs du parc en fonctionnement, ainsi que pour l'EPR.

5.2.4 Dispositions envisagées pour renforcer la robustesse des installations vis-à-vis de la perte du système de refroidissement ultime ou de la source froide

L'ASN demandait à EDF «d'indiquer quelles dispositions peuvent être envisagées pour prévenir ou retarder l'apparition de ces effets faibles, pour améliorer l'autonomie du site et pour renforcer la robustesse de l'installation (modification de conception, modification des procédures, dispositions organisationnelles...). »

Pour les réacteurs du parc en exploitation, EDF propose des dispositions visant à augmenter les délais avant découverture du cœur. EDF propose de renforcer sur les sites, en complément de la FARN qui prendra ensuite le relai, les réserves en eau (pour alimenter le circuit secondaire, le circuit primaire et la piscine combustible).

A ppoint ultime pour tous les réacteurs :

EDF propose la mise en œuvre d'un appoint ultime de type pompage ou réservoirs, qui puisera de l'eau dans la nappe phréatique ou dans des bassins de forte capacité à l'aide d'une motopompe autonome ou d'une pompe électrique secourue par le diesel d'ultime secours. Ce dispositif sera fixe sur tous les sites, et permettra l'appoint aux bâches ASG et PTR et aux piscines combustible (avant 2015). EDF a confirmé que l'appoint et ses systèmes supports seront dimensionnés pour les besoins de tout le site. Le débit permettra d'alimenter simultanément la piscine BK et soit la bache ASG, soit la bache PTR.

A ppoint ultime à partir des bassins de stockage d'eau douce SEA (sites de Paluel, Penly et Flamanville)

Sur Paluel, Penly et Flamanville, des bassins de stockage d'eau douce (SEA) sont situés sur la falaise (capacité totale 150 000 m³ à Flamanville, de 36 500 m³ à Penly et de 36 000 m³ à Paluel). Les rapports relatifs aux ECS pour Flamanville 1-2 et 3 et Penly 3 indiquent que l'appoint ultime sera fait à partir de ces bassins. Pour Penly 1-2 et Paluel, un appoint ultime de type pompage dans la nappe phréatique ou réservoirs est mentionné mais non précisé. Au cours de l'instruction, EDF a précisé que, pour ces trois sites (toutes tranches), l'appoint ultime serait constitué par les bassins SEA existants.

Ces bassins ne sont pas intégrés aujourd'hui dans la démonstration de sûreté, donc non classés de sûreté et sans exigence sismique. EDF indique néanmoins qu'ils sont stables sous les sollicitations du SMS voire au-delà. Les bassins sont reliés aux stations de déminéralisation par deux tuyauteries (SEI) qui ne sont pas dimensionnées au séisme sur Flamanville et Paluel mais le sont sur Penly (à un niveau non précisé). Le risque de rupture des tuyauteries SEI est étudié sur Flamanville et Paluel, EDF considérant que les conséquences de la vidange complète des bassins sont acceptables du point de vue du risque inondation (eau contenue dans les galeries et les salles des machines). Vis-à-vis de la fonction d'appoint ultime des bassins, EDF indique qu'il rendra sismique la chambre à vannes et les conduites SEI sur Flamanville (non précisé sur Paluel).

L'ASN considère que les bassins SEA et les tuyauteries et vannes SEI, s'ils doivent participer à la parade ultime vis-à-vis de situations H1, voire d'accident grave, y compris induites par un séisme au-delà du référentiel, devront être inclus dans le « noyau dur » de dispositions matérielles et organisationnelles renforcées.

Appoint ultime à Civaux et Cattenom

Des retenues d'eau importantes existent sur ces sites et constituent la source froide de sûreté (bassins sur Civaux d'autonomie 10 jours, retenue du Mirgenbach à Cattenom d'autonomie 30 jours). Pour Cattenom, l'ASN souligne que la stabilité au séisme de la retenue du Mirgenbach « présente des marges modérées au-delà du SMS » d'après le chapitre 4 des rapports relatifs aux ECS. Pour ces sites comme pour les autres, les rapports relatifs aux ECS mentionnent la mise en place de moyens ultimes de réalimentation en eau pérennes (pompage dans la nappe phréatique, bassins...) pour les bâches ASG et PTR et les piscines.

L'ASN considère que les caractéristiques des moyens ultimes envisagés par EDF devront répondre aux exigences affectées aux systèmes, structures et composants du « noyau dur » de dispositions matérielles et organisationnelles renforcées.

Cas particulier de l'EPR Flamanville 3

Les dispositions complémentaires envisagées par EDF concernent entre autres l'appoint ultime aux bâches ASG et à la piscine combustible par l'eau des bassins de production d'eau déminéralisée (SEA), et le renforcement des diesels d'ultime secours. La solution d'appoint ultime en eau envisagée par EDF via un appoint gravitaire à la piscine de désactivation par l'eau des bassins SEA pourra permettre de compenser les pertes en eau par évaporation et de maintenir à minima le niveau d'eau, une fois les réserves d'eau JAC épuisées. L'autonomie fournie par les bassins permet d'augmenter considérablement le délai avant le découverture des assemblages combustibles entreposés dans le râtelier. Pour la situation de site, une utilisation commune des réserves d'eau est envisagée ce qui réduit le gain d'autonomie par rapport à la situation de tranche.

L'ASN considère que dans leurs principes, ces objectifs de renforcement des moyens en eau sont de nature à renforcer la robustesse des installations. Ces dispositions présentent l'intérêt de renforcer et d'augmenter l'autonomie des moyens d'appoint aux circuits primaire et secondaire dans l'objectif de faire face à des situations H1 de site durables, non prises en compte dans le référentiel actuel. **L'ASN considère que ce moyen d'appoint ultime doit avoir une autonomie importante et être fonctionnel en situation de perte totale des alimentations électriques. L'ASN considère que les autres objectifs de sûreté de ce moyen d'appoint d'ultime secours sont :**

- **d'être fonctionnel pour les niveaux d'aléas naturels considérés dans les ECS,**
- **de pouvoir être mis en œuvre dans les conditions particulières pouvant être présentes sur le site, et notamment d'irradiation par effet de ciel du combustible entreposé dans la piscine BK (inventaire en eau faible),**
- **de pouvoir être mis œuvre sous délai compatible avec le scénario enveloppe à considérer,**
- **de permettre la borication de l'eau injectée vers le circuit primaire.**

L'ASN prendra une prescription à ce sujet.

L'ASN attire l'attention sur le fait que l'eau d'appoint devra avoir une qualité compatible avec son utilisation par les équipements de sûreté (pompes ASG, buses d'aspersion de l'EVU sur EPR Flamanville 3...) et que la nécessité de constituer un stock de bore pour la réalimentation de la bache PTR devra être étudiée.

Les risques que pourrait présenter la mise en œuvre de puits dans la nappe, en cas d'accident grave, devront également être pris en compte.

En complément, EDF engage d'autres actions :

- EDF a indiqué qu'il définissait un « noyau dur » d'équipements, constitué d'un nombre limité de structures, systèmes et composants strictement nécessaires à la conduite d'une situation H1+H3 de site et dont l'objectif de sûreté est de prévenir les rejets radioactifs importants dans l'environnement. EDF a précisé : « ce noyau dur inclura des équipements clés, existants et complémentaires (fixes ou mobiles), dont certains permettent d'éviter une entrée en A G (prévention des accidents graves) ».
- EDF engage une vérification de l'adéquation des réserves actuelles en eau d'alimentation de secours des générateurs de vapeur (ASG) (en 2012) ;
- EDF s'engage à réévaluer les seuils minimaux des Spécifications Techniques d'Exploitation pour les bâches SER afin de garantir l'autonomie visée ;
- EDF s'engage à mettre en œuvre des moyens de pompage supplémentaires pour l'appoint aux circuits primaire et secondaire
 - motopompe thermique dans les états primaire ouvert sur le palier 900 MWe,
 - diesel d'ultime secours « DUS » pour alimenter une pompe RCV et une motopompe ASG sur tous les paliers.
- EDF envisage la mise en place d'une motopompe thermique d'injection dans le cœur à partir du réservoir PTR dans les situations de perte totale des alimentations électriques (avant 2015) ;
- EDF envisage la mise en œuvre d'une unité propre à chaque tranche de pompage d'ultime secours disposant d'un appoint ultime qui puisera de l'eau dans la nappe phréatique ou dans des bassins de forte capacité pour fiabiliser la fonction d'appoint à la piscine de désactivation ;
- EDF conduira des études et évolutions de conduite visant à limiter le risque de brèche aux joints des pompes primaires en cas de perte de leur refroidissement.

Spécifiquement pour le réacteur EPR, EDF prévoit :

- de renforcer robustesse des installations à une inondation ;
- de limiter les entrées d'eau au niveau des dalles en station de pompage et en ouvrages de rejet. Cette disposition concerne les systèmes ASG, JAC, SEC et SRU, utilisés dans les situations H1.

L'ASN considère que ces objectifs d'amélioration sont de nature à renforcer la robustesse des installations, même si leur adéquation et leur déclinaison appellent certaines réserves ou demandes de compléments de la part de l'ASN.

Une réserve de l'ASN porte sur la proposition d'EDF d'utiliser des équipements existants (pompes RCV ou RIS, tableaux électriques, matériels de l'ASG, bache PTR...) dans le cadre des dispositions complémentaires, sachant que certains de ces équipements ont pu être dégradés ou perdus. En effet la robustesse aux agressions au-delà du référentiel n'est pas acquise. A titre d'exemple, l'appoint ultime (pompage dans la nappe phréatique ou réservoirs) alimenté par le nouveau diesel d'ultime secours sera utilisé pour alimenter le circuit secondaire via la bache ASG, les lignes et une motopompe ASG existantes, et pour alimenter le circuit primaire via la bache PTR et les lignes existantes. Il importe qu'EDF garantisse leur robustesse, en tenant compte :

- de la fiabilité, de la robustesse aux agressions et de la simplicité de mise en œuvre des équipements complémentaires ajoutés ;
- des risques de défaillance de mode commun (liés par exemple à une agression interne induite) ou de cause commune (liés à la conception, la fabrication, la maintenance...) entre les équipements clés existants et ceux ajoutés dans le cadre des dispositions complémentaires ;

- des risques de défaillance, intrinsèque ou liée à une agression, des équipements existants qu'EDF propose de réutiliser dans le cadre de ces parades ultimes (tableaux électriques, pompes RCV, équipements de l'ASG ...).

L'ASN considère que les dispositions complémentaires qu'EDF propose vis-à-vis de la situation H3 de site permettent d'apporter de la robustesse vis-à-vis de la situation H1 (moins dégradée) et couvrent la défaillance des moyens utilisés spécifiquement dans cette situation. Mais dans une approche de défense en profondeur, il apparaît important d'éviter qu'une situation H1 ne se dégrade irrémédiablement vers une situation plus dégradée (de type H3 de site) dont la limitation des conséquences ne repose plus que sur un nombre réduit d'équipements.

Dans cet objectif, l'ASN considère nécessaire qu'EDF engage des réflexions sur l'évolution de son référentiel pour intégrer, à la lumière du REX Fukushima, la situation H1 de site durable.

L'ASN considère nécessaire qu'EDF examine la tenue en température des équipements « clés » situés dans des locaux dont la ventilation n'est plus refroidie lors d'une perte de la source froide durable et sur l'ensemble du site.

Afin que les dispositions complémentaires permettent d'organiser une ligne de défense ultime robuste en regard des effets faibles identifiés dans les rapports relatifs aux ECS vis-à-vis des situations H1 de site, notamment celles induites par un séisme ou une inondation au-delà du référentiel, EDF doit dans le cadre de sa définition d'un noyau dur d'équipements rechercher de nouvelles dispositions qui soient indépendantes et diversifiées par rapport aux moyens existants, y compris au niveau de leurs systèmes supports afin de minimiser les risques de défaillance par mode commun entre les moyens existants et les moyens complémentaires.

Notamment, EDF doit rechercher des moyens d'injection de mise en œuvre simple et robuste, au plus près des générateurs de vapeur et du circuit primaire (plutôt que de faire reposer l'appoint ultime sur la fiabilité des pompes RCV dont la tenue à la température présente des incertitudes).

L'ASN considère nécessaire qu'EDF installe des dispositifs de secours robustes aux agressions permettant d'évacuer durablement la puissance résiduelle en cas de perte totale de la source froide.

L'ASN considère également nécessaire qu'EDF propose des dispositifs fiables et robustes aux agressions permettant l'injection d'eau borée dans le cœur du réacteur.

Pour EPR, l'ASN demandera à EDF des études complémentaires pour étudier le renforcement du système SRU en mode « diversification » (c'est-à-dire en aspiration depuis l'ouvrage de rejet en mer, alors qu'il aspire depuis la station de pompage principale en mode normal) compte-tenu de la probabilité élevée de devoir basculer sur ce mode en situation accidentelle.

L'ASN considère nécessaire de mettre en œuvre la proposition d'EDF de constituer un noyau dur de dispositions matérielles et organisationnelles, assorties d'exigences renforcées, permettant d'éviter qu'une situation dégradée (de type H1) se dégrade en accident grave. Le respect de cette exigence conduira EDF à :

- **définir la liste des structures, systèmes et composants (SSC) nécessaires pour prévenir la fusion du cœur dans les situations H1 ou H3 de site durables ;**
- **démontrer la robustesse de ces SSC au séisme et à l'inondation et mettre en place les mesures complémentaires nécessaires pour assurer cette robustesse ;**
- **mener une vérification complémentaire de la robustesse et de l'accessibilité de ces SSC tenant compte des agressions et effets induits par un séisme ou une inondation au-delà du référentiel actuel.**

L'ASN considère nécessaire que les propositions d'EDF relatives aux matériels inclus dans le périmètre de ce noyau dur répondent aux exigences énoncées plus haut, ils devront notamment être dimensionnés pour résister à des agressions d'une intensité supérieure à celle prise en compte dans les référentiels de sûreté actuels.

A l'issue de la définition du « noyau dur » (voir conclusion du présent chapitre), ciblé et robuste à des aléas au-delà du référentiel, l'ASN demandera à EDF de réviser son référentiel à la lumière du REX Fukushima et engager des réflexions sur la robustesse, aux aléas du référentiel, d'équipements hors « noyau dur » mais néanmoins utilisés en situation H1 de site.

Ces demandes valent pour les réacteurs du parc en fonctionnement, ainsi que pour l'EPR.

Gestion de l'accident à moyen ou long terme :

Les dispositions complémentaires proposées par EDF vis-à-vis des situations H1/H3 visent essentiellement à permettre des appoints (au circuit secondaire, au circuit primaire, et aux piscines combustible) pour prolonger l'autonomie des réacteurs et des piscines. Le fait de réaliser des appoints, sans la possibilité de récupérer un système de refroidissement, permet de retarder la fusion du cœur mais pas nécessairement de l'éviter. Pour le circuit primaire, au-delà d'un certain volume d'eau injecté dans le bâtiment réacteur, la capacité à restaurer des moyens durables de refroidissement peut être compromise. L'ASN insiste sur la nécessité de rétablir à terme un refroidissement pour rejoindre un état sûr, sur les tranches existantes comme sur l'EPR Flamanville 3 (la modification « aspersion par EVU d'eau du SEA » n'apportant qu'un délai supplémentaire limité), et d'intégrer cette nécessité à la stratégie de la FARN⁴⁸.

EDF devra étudier les moyens permettant de restaurer à terme un refroidissement pérenne des réacteurs et des piscines, en s'appuyant sur les éléments du REX de l'accident de Fukushima, y compris dans les cas où la source froide aurait été fortement dégradée.

Enfin, les critères d'activation de la FARN en cas d'agression ou d'accident et le dimensionnement des moyens associés devront être adaptés pour permettre effectivement à la FARN d'assurer la relève dans la gestion de toutes les situations accidentelles postulées (tous états du réacteur considérés) et d'éviter ainsi le découvrement du cœur. Il serait par ailleurs pertinent que les réflexions sur la FARN portent plus généralement sur les moyens d'assurer ou de restaurer à moyen/long terme les fonctions de sûreté, indépendamment de scénarios d'accidents précis.

5.3 Perte du système de refroidissement principal, cumulée avec la perte des alimentations électriques externes et des alimentations internes de secours

L'ASN a demandé que, pour chaque réacteur, EDF :

- indique combien de temps le site peut résister à la perte de la source froide « principale », cumulée avec la perte des alimentations électriques externes et des sources d'énergie de secours, sans secours extérieur, avant qu'un endommagement du combustible ne devienne inévitable ;
- précise les actions extérieures prévues pour prévenir la dégradation du combustible, et les ressources disponibles :
 - matériels déjà sur site, par exemple matériels provenant d'un autre réacteur,
 - matériels disponibles hors du site, en supposant que tous les réacteurs situés sur un même site ont subi des dommages,
 - disponibilité en ressources humaines ;
- précise les délais nécessaires pour les ressources précédentes soient disponibles ;
- précise les délais dans lesquels les principaux effets faibles se produisent ;

⁴⁸ Voir § 6 du présent chapitre

- indique quelles dispositions peuvent être envisagées pour prévenir l'apparition de ces effets falaise ou pour renforcer la robustesse de l'installation (modification de conception, modification des procédures, dispositions organisationnelles, etc.).

L'ASN a demandé à EDF que deux situations soient être prises en compte pour la perte des alimentations électriques externes et des alimentations internes de secours :

- la perte des alimentations électriques externes et la perte des alimentations de secours conventionnelles (notamment moyens de sauvegarde) ;
- la perte des alimentations électriques externes et la perte des alimentations de secours conventionnelles, ainsi que de toute autre source de secours (dont les moyens de secours ultimes).

L'ASN a demandé à EDF que la perte du système de refroidissement principal cumulée avec la perte totale des alimentations électriques externes et de secours soit prise en compte, en considérant dans un premier temps qu'un seul réacteur est affecté puis dans un second temps que toutes les installations d'un même site sont affectées simultanément.

La perte du système de refroidissement principal cumulée avec la perte totale des alimentations électriques externes et de secours d'un réacteur n'est pas analysée au titre du référentiel de sûreté.

EDF précise dans les rapports d'ECS que cette situation de cumul de la perte totale de la source froide en situation de perte totale des alimentations électriques n'a pas d'impact supplémentaire par rapport à cette dernière seule : les pompes du circuit de refroidissement intermédiaire (RRI) étant alimentées par les tableaux électriques secours, la situation de perte des alimentations électriques provoque intrinsèquement la perte totale de la source froide.

EDF a également précisé que l'impact d'un séisme ou d'une inondation sur ces cumuls a été étudié dans les rapports d'ECS.

L'ASN constate qu'EDF a analysé le cumul de la perte du système de refroidissement principal avec la perte des alimentations électriques externes et la perte des alimentations de secours conventionnelle. EDF n'a néanmoins pas analysé dans ses rapports d'ECS le cumul de la perte de la perte du système de refroidissement principal avec la perte des alimentations électriques externes et la perte des alimentations de secours conventionnelle ainsi que de toute autre source de secours. L'ASN considère nécessaire que EDF se positionne sur l'évaluation manquante.

5.3.1 Délai d'autonomie du site avant la perte des conditions normales de refroidissement du cœur et des piscines de combustible

EDF précise dans les rapports d'ECS que d'un point de vue thermo-hydraulique, cette situation est identique à celle décrite dans le paragraphe relatif à la perte des alimentations électriques externes et des alimentations de secours conventionnelles (voir § 5.1.2).

L'ASN ne remet pas en cause les conclusions d'EDF, mais note toutefois que cette situation de cumul est plus pénalisante vis-à-vis de la récupération des fonctions supports, puisqu'il ne suffit pas de récupérer une alimentation électrique mais qu'il importe également de restaurer une source froide.

5.3.2 Actions extérieures prévues pour prévenir la dégradation du combustible

Concernant les actions extérieures prévues pour prévenir la dégradation du combustible, EDF a précisé dans les rapports d'ECS qu'en termes de conduite des installations, la situation évoquée est identique à celle décrite dans le paragraphe relatif à la perte des alimentations électriques externes et des alimentations de secours conventionnelles (voir 5.1.2).

Les actions extérieures prévues permettant de gérer une perte du système de refroidissement principal, cumulée avec la perte des alimentations électriques externes et des alimentations internes de secours examinées par EDF dans ses évaluations complémentaires de sûreté correspondent aux attendus de la décision n°2011-DC-0213 de l'ASN.

5.3.3 Dispositions envisagées pour renforcer la robustesse des installations vis-à-vis de la perte du système de refroidissement principal, cumulée avec la perte totale des alimentations électriques externes et de secours

Concernant les dispositions pouvant être envisagées pour prévenir les effets falaise ou pour renforcer la robustesse de l'installation, outre les dispositions proposées en cas de perte des alimentations électriques externes et des alimentations de secours conventionnelles et exposées précédemment, et outre les dispositions présentées dans les paragraphes précédents, EDF a proposé dans les rapports d'ECS :

- d'étudier les moyens à mettre en œuvre pour garantir la protection des matériels nécessaires à la gestion de cette situation pour un niveau d'inondation à définir, au-delà du référentiel ;
- d'engager les études visant à assurer la tenue au séisme de la motopompe thermique, ce qui permettra d'obtenir, en cas de séisme, les mêmes autonomies que celles considérées dans le paragraphe relatif à la perte des alimentations électrique externes et des alimentations de secours conventionnelles ;
- de rendre robuste au séisme les dispositions envisagées dans le paragraphe relatif à la perte des alimentations électrique externes et des alimentations de secours conventionnelles (voir § 5.1.2) pour couvrir la présente situation.

Au cours de l'instruction technique réalisée par l'IRSN, appui technique de l'ASN, EDF a également pris l'engagement de définir un noyau dur qui inclura des équipements « clés », existants et complémentaires (fixes ou mobiles), dont certains permettent d'éviter les accidents graves. La résistance des matériels de ce noyau dur sera vérifiée vis-à-vis de certaines agressions dont le niveau reste à définir. Des dispositions seront également envisagées si besoin pour renforcer la protection des matériels du noyau dur.

L'ASN considère les améliorations proposées par EDF pour le renforcement des moyens en électricité et en refroidissement, qui répondent au cahier des charges des ECS, doivent être mises en œuvre.

L'ASN prescrira à EDF l'identification de ce noyau dur de dispositions matérielles et organisationnelles renforcées et la définition des exigences auxquelles devra satisfaire celui-ci.

6. Gestion des accidents graves

Ce chapitre présente les dispositions organisationnelles et matérielles mises en place par EDF pour gérer les accidents graves (AG). Ce type d'accident est caractérisé par un endommagement significatif du combustible dans le bâtiment réacteur ou combustible.

Afin d'assurer les missions qui lui incombent en situation d'urgence, l'exploitant doit disposer d'une organisation robuste, notamment aux situations extrêmes étudiées dans le cadre des ECS. L'ASN va donc prescrire à EDF d'intégrer, dans le noyau dur (voir § 8), les éléments indispensables à la gestion de crise, c'est-à-dire les locaux de gestion de crise, les moyens matériels nécessaires à la gestion de crise, les moyens de communication et l'instrumentation technique et environnementale indispensables. L'ASN va également demander à EDF d'inclure dans ce noyau dur les moyens de dosimétrie opérationnelle, les instruments de mesures pour la radioprotection et les moyens de protection individuelle et collective.

Les locaux de gestion de crise devront être dimensionnés à des agressions au-delà du référentiel actuel. Ils devront être accessibles et habitables pendant des crises de longue durée et dimensionnés pour accueillir les équipes nécessaires à la gestion du site à long terme. Les locaux de commande sont également des locaux indispensables à la gestion de crise, il est donc important que leur accessibilité et leur habitabilité permettent d'assurer la conduite et la surveillance de l'ensemble des réacteurs d'un même site en cas de rejets de substances dangereuses ou radioactives.

L'ASN prescrira également la mise en place d'un dispositif d'intervention, rassemblant des équipes spécialisées et des matériels, pouvant assurer la relève des équipes d'un site accidenté et mettre en œuvre des moyens complémentaires d'intervention d'urgence en moins de 24 heures, avec un début des opérations sur site dans un délai de 12 heures à compter du déclenchement de leur mobilisation.

L'accident de Fukushima a prouvé qu'une agression externe pouvait affecter plusieurs installations d'un même site simultanément. Or, à la suite des ECS, l'ASN considère que les organisations actuelles de crise d'EDF ne prennent pas suffisamment en compte cette possibilité. L'ASN demandera donc à EDF de compléter son organisation de crise afin qu'elle soit en mesure de gérer un événement « multi-installations ». Pour les sites multi exploitants, il est aussi important que les exploitants coordonnent la gestion de crise et limitent l'impact sur les installations voisines. Ce point fera l'objet d'une prescription qui demandera le renforcement de la coordination entre les exploitants d'installations nucléaires mais également non nucléaires.

De plus, l'ASN considère que, à ce jour, les moyens de limitation des rejets en cas de fusion du cœur ne présentent pas une robustesse suffisante pour les niveaux d'aléas retenus dans le cadre des ECS. De même que pour les dispositions de prévention, l'ASN prescrira à EDF de définir un ensemble de moyens permettant de limiter les rejets en cas d'accident grave en cas d'aléas de niveau supérieur à ceux retenus dans le référentiel actuel. En particulier, EDF devra proposer des améliorations du dispositif d'événage-filtration afin de renforcer sa robustesse et son efficacité et poursuivre ses études sur la prévention de la pollution des eaux souterraines et superficielles en cas d'accident grave avec fusion du cœur.

Pour ce qui concerne les piscines d'entreposage du combustible usé, compte tenu de la difficulté, voire de l'impossibilité, de la mise en œuvre de moyens efficaces de limitation des conséquences d'un dénoyage prolongé des assemblages combustibles, l'ASN imposera à EDF de définir et mettre en place des dispositions renforcées de prévention du dénoyage de ces assemblages.

6.1 Organisation et dispositions prises par l'exploitant pour gérer un accident

6.1.1 Organisation de l'exploitant pour gérer un accident

Dans les spécifications des ECS, l'ASN demandait à EDF de présenter son organisation de crise pour maîtriser une situation accidentelle, y compris la disponibilité en personnel compétent apte à intervenir et la gestion des relèves, les dispositions prises pour permettre une intervention optimale du personnel (prise en compte du stress, de la pression psychologique...), le recours, lors des situations accidentelles, à un soutien technique hors site (ainsi que les solutions de rechange prévues si ce soutien devenait indisponible), ainsi que les procédures, la formation et les exercices.

Dans les rapports d'ECS, EDF rappelle l'organisation de crise des sites prévue pour faire face à une situation incidentelle, accidentelle ou un Accident Grave (AG). Cette organisation est définie dans le Plan d'Urgence Interne (PUI) des sites qui est une obligation réglementaire couvrant les situations qui présentent un risque notable pour la sûreté des installations, pouvant conduire à des rejets radioactifs, chimiques ou toxiques dans l'environnement. Le PUI couvre notamment la gestion des AG. Le PUI décrit également les mesures visant à secourir et protéger les personnes présentes sur le site, préserver ou rétablir la sûreté des installations et limiter les conséquences des accidents pour le public et l'impact sur l'environnement. Le PUI définit les fonctions nécessaires à la gestion de crise ainsi que les modalités de relèves.

EDF décrit également les dispositions du PUI assurant une intervention optimale du personnel. Ces dispositions sont de natures variées :

- En termes de sécurité du personnel : il est prévu une comptabilisation et une information du personnel dans les points de regroupement. Par ailleurs, EDF indique que les moyens mis en œuvre en fonctionnement normal, pour assurer le contrôle des conditions radiologiques sur le site et des personnes, restent opérationnels et adaptés aux conditions pouvant être rencontrées lors d'un AG, sauf en cas de perte totale des alimentations électriques. Enfin, dans le cas de présence de contamination sur le site, la ventilation de la salle de commande est basculée sur des pièges à iode afin d'éviter sa contamination par de l'iode radioactif ;
- En termes de préparation et de réactivité des équipes de crise : il est prévu la mise en œuvre d'actions immédiates après l'entrée en AG en application directe des documents opératoires ;
- En termes d'intervention : les moyens mobiles mis en œuvre dans le cadre du PUI font l'objet d'un stockage et d'un acheminement visant à limiter l'exposition du personnel pendant leur montage et leur exploitation en situation accidentelle.

Les soutiens techniques externes auxquels peuvent faire appel les sites sont également décrits dans les rapports d'ECS. Ils peuvent par exemple être assurés par l'assistance intersites, l'Agence de Maintenance Thermique - Centre (AMT-C), le GIE Intra... Les modalités d'appel et d'intervention de ces moyens font l'objet de conventions entre les sites et les entités dont ils dépendent.

Les procédures mises en place dans le cadre de la gestion des AG, la formation et les exercices sont également détaillés dans les rapports d'ECS. Ces trois points font partie du Guide d'Intervention en Accident Grave (GIAG) et du référentiel PUI des sites. En pratique, le cursus de formation initiale des opérateurs présenté par EDF prévoit déjà un volet consacré au domaine « Accidents Graves » et des exercices simulant une situation d'AG sont réalisés régulièrement. Ainsi, certains exercices PUI nationaux peuvent s'appuyer sur des scénarii simulant l'entrée dans le domaine des AG. Les exercices PUI internes EDF portent sur l'ensemble des domaines, dont les accidents de dimensionnement, les incidents du bâtiment combustible (BK) et les AG.

EDF indique par ailleurs avoir mené une analyse sur le dimensionnement des équipes de conduite pour l'application des procédures de conduite actuelles en cas d'AG, en particulier pour un événement affectant plusieurs réacteurs. EDF indique avoir postulé, dans ce cadre, l'impossibilité d'arrivée des astreintes pendant les 24 premières heures suivant une agression non prédictible, de grande ampleur et touchant tout le site. A la suite de ces analyses, EDF conclut que le dimensionnement des équipes de conduite, conforme au référentiel actuel, ne permet pas toujours d'appliquer le document de surveillance permanente (SPE), notamment la surveillance du critère d'ouverture des lignes de décharge du pressuriseur (LDP) en cas d'AG sur deux réacteurs. Ce constat amène ainsi EDF à étudier l'adéquation des ressources, tant humaines que matérielles, aux activités liées à la mise en œuvre des équipements du noyau dur (dont les actions immédiates du GIAG) et des équipements supplémentaires proposés à la suite des ECS. Les principales étapes de cette étude, dont les conclusions sont attendues pour fin 2012, sont les suivantes :

- le recensement des missions à assurer (gestion de crise, conduite des installations...) sur tous les réacteurs d'un site ;
- le recensement des activités à réaliser avec leurs principales caractéristiques de durée, de conditions d'intervention... ;
- l'identification des dispositifs matériels supplémentaires à mettre en œuvre, avec prise en compte dès leur conception des contraintes liées à leur mise en œuvre ;
- la vérification finale de l'adéquation des ressources humaines (nombre et compétences) vis-à-vis de l'ensemble des activités à mener ;
- l'identification des besoins éventuels de formation complémentaire.

L'ASN considère que l'organisation de crise mise en place sur les sites est satisfaisante pour les scénarios du dimensionnement affectant une seule installation. Toutefois, l'organisation et les études actuelles d'EDF ne prennent pas suffisamment en compte la gestion d'une crise « multi-installations », éventuellement issue d'une agression externe, affectant simultanément tout ou partie des installations d'un même site et à des niveaux différents. **Dans une telle situation, l'ASN considère que les équipes de conduite et de crise doivent être dimensionnées afin d'assurer l'ensemble de leurs missions sur l'ensemble des installations du site. L'ASN prescrira donc à EDF de compléter son organisation pour prendre en compte les situations accidentelles affectant simultanément tout ou partie des installations d'un même site.**

L'ASN considère également nécessaire que, dans l'hypothèse d'une situation extrême du type de celles étudiées dans le cadre des ECS, EDF garantisse, pour chaque réacteur, la faisabilité de l'ensemble des actions prévues par les documents de conduite (procédures de conduite accidentelle, GIAG) avec les équipes de conduite et de crise présentes sur le site, en prenant en compte les relèves nécessaires. L'ASN prendra une prescription à ce sujet.

6.1.2 Possibilité d'utiliser les équipements existants

Dans les spécifications des ECS, l'ASN demandait à EDF d'aborder les aspects suivants de la gestion des accidents graves : la possibilité d'utiliser les équipements existants, les dispositions permettant l'utilisation des moyens mobiles (disponibilité des moyens, délai nécessaire pour les acheminer sur le site et les mettre en marche), la gestion de l'approvisionnement (combustible pour les générateurs diesels, eau...), la gestion des rejets radioactifs et les dispositions prévues pour les limiter, ainsi que les systèmes de communication et d'information (internes et externes).

- Possibilité d'utiliser les équipements existants :

Pour l'utilisation des équipements existants, EDF indique, dans les rapports d'ECS, que les matériels utilisés sont, dans le cas général, les matériels spécifiques AG et, si les conditions le permettent et si leur utilisation est compatible avec l'objectif de maîtrise du confinement, les matériels non spécifiques AG. Sur les sites EDF, il existe un nombre limité d'équipements spécifiques au domaine AG. Les actions demandées par le GIAG sont prédéterminées et limitées. Elles sont basées sur l'utilisation de matériels existants, également prédéterminés et limités. Toute autre utilisation de matériel ou action qui pourrait être demandée par l'Organisation Nationale de Crise ferait, au préalable, l'objet d'une expertise concertée entre les différentes équipes de crise afin de vérifier son caractère non préjudiciable (notamment vis-à-vis du confinement).

L'ASN constate que, de manière générale, pour les équipements spécifiques accidents graves (matériels et instrumentation), il n'existe pas dans le référentiel actuel d'exigences liées à leur résistance aux agressions. **La disponibilité des matériels existants ne peut donc être garantie par EDF dans les situations extrêmes étudiées dans le cadre des ECS. L'ASN prescrira à EDF d'intégrer les matériels nécessaires à la gestion de crise, dont les matériels AG, dans le « noyau dur » (voir § 8).**

Par ailleurs, le REX de l'accident de Fukushima conduit à s'interroger sur la disponibilité et l'opérabilité permanentes des équipements de dosimétrie et de protection radiologique. **L'ASN considère que les moyens de dosimétrie opérationnelle, les instruments de mesures pour la radioprotection et les moyens de protection individuelle et collective doivent être disponibles en permanence sur les sites et en quantité suffisante. L'ASN prendra une prescription technique à ce sujet.**

- Dispositions prises pour utiliser des moyens mobiles :

EDF indique dans les rapports d'ECS qu'il n'existe pas actuellement de moyen mobile national spécifique pour la gestion des accidents graves. En revanche, il existe un moyen mobile local prévu spécifiquement pour ces situations : une unité de traitement des chaînes de mesures de radioprotection de tranche (KRT) U5 pour mesurer l'activité rejetée lors de la décompression de l'enceinte par le dispositif d'éventage - filtration U5. D'autres moyens mobiles, non spécifiques à la gestion d'un accident grave, peuvent également être utilisés s'ils ont été mis en place avant l'entrée en accident grave et si leur fonctionnement n'est pas contradictoire avec les objectifs de la gestion de l'accident grave. De façon générale, les moyens mobiles appelés pour gérer tous les types de situations accidentelles doivent être mis à disposition dans des délais et selon des conditions préétablis. Chaque site définit l'organisation permettant de mettre en service, d'exploiter les matériels mobiles et d'en garantir la disponibilité. Afin de garantir la disponibilité de ces matériels, une fiche spécifique décrit, pour chaque matériel, son repérage, son rôle, son lieu de stockage, le service responsable, l'astreinte à contacter pour sa mise en œuvre, le temps nécessaire à sa mise en œuvre, les gammes de montage à exécuter ainsi que la liste des essais périodiques associés. Dans le but de vérifier la disponibilité permanente de ces moyens mobiles et la résistance des locaux dans lesquels ils sont stockés, EDF s'engage à réaliser une étude comprenant un bilan par site des conditions de stockage des moyens matériels de crise et de leur résistance aux différents types d'agresseurs envisagés dans les ECS. Cette étude identifiera les renforcements nécessaires.

L'ASN considère que l'étude proposée par EDF apportera des éléments utiles pour apprécier la résistance des locaux de stockage des moyens matériels de crise. Par ailleurs, lors de ses inspections, l'ASN a constaté que les moyens matériels nécessaires à la gestion de crise, notamment les Matériels Mobiles de Sécurité (MMS), les matériels PUI et les Matériels du Domaine Complémentaire (MDC), n'étaient pas gérés de manière satisfaisante par les sites et que leurs conditions de stockage ne garantissaient pas leur disponibilité permanente, notamment en cas d'agressions externes. **Pour l'ASN, les moyens matériels nécessaires à la gestion de crise doivent faire partie du « noyau dur » de dispositions matérielles et organisationnelles renforcées (voir la conclusion de ce chapitre). Ces moyens, les lieux de stockage et les procédures de mise en œuvre devront être identifiés dans les PUI des sites, testés régulièrement et l'entraînement à leur mise en œuvre devra être réalisé au cours d'exercices. L'ASN prendra une prescription à ce sujet.**

- Gestion de l'approvisionnement des diesels :

Dans les rapports relatifs aux ECS, EDF présente des éléments sur l'autonomie des diesels ainsi que les dispositions permettant de prolonger leur utilisation en cas de Manque de Tension Électrique Externe (MDTE). Ce point est détaillé dans le paragraphe 5 de ce chapitre.

Pour le fioul, l'autonomie minimale garantie est de 3,5 jours par groupe électrogène, dans le cas le plus défavorable en termes de charge. Les modalités de réapprovisionnement sont prévues au titre d'un contrat national qui prévoit un délai de 24 h en situation d'urgence. Les réserves stratégiques de fioul sont propres à EDF.

Les réserves en huile des sites sont suffisantes pour garantir une autonomie de plus de 3 jours. Au-delà, le réapprovisionnement est garanti par des dispositions propres à chaque site.

Pour tous les paliers, les réserves initiales en eau pour le refroidissement des diesels sont suffisantes pour assurer une autonomie de 15 jours. Les diesels bénéficient d'un refroidissement Air-Eau autonome. Chaque diesel dispose d'une réserve d'air de lancement nécessaire à son démarrage permettant d'assurer 5 démarrages.

L'ASN considère que les modalités de gestion des approvisionnements sont satisfaisantes pour garantir l'autonomie des groupes électrogènes pendant 3 jours. L'ASN considère qu'EDF doit fiabiliser les stocks sur site de fioul et d'huile ainsi que leur réapprovisionnement en toute circonstance afin d'assurer une autonomie d'au moins 15 jours (voir § 5).

- La gestion des rejets radioactifs et les dispositions prévues pour les limiter :

Dans les rapports d'ECS, EDF présente les modalités mises en place sur les sites pour la gestion et la limitation des rejets radioactifs. Ainsi, les exigences relatives à la surveillance du confinement sont déclinées dans une procédure appliquée par l'ingénieur sûreté en situation accidentelle, avant l'entrée en accident grave, ainsi que dans un guide de surveillance du confinement utilisé par les équipes de crise. En situation d'accident grave, ce guide de surveillance du confinement reste d'application et est prioritaire sur toutes les autres actions demandées dans le guide de gestion des accidents graves. La détection de défauts de confinement est signalée à partir de mesures d'activité élevées sur des chaînes de mesure KRT.

EDF indique avoir mis en place d'importants moyens de prévention qui permettent de réduire la probabilité d'occurrence des situations d'AG, ainsi que des moyens de mitigation qui permettent d'en limiter les conséquences sur l'homme et sur l'environnement. Lorsque la puissance résiduelle peut être évacuée hors de l'enceinte, les rejets dans l'environnement sont limités. Dans ce cas, ils proviennent des fuites potentielles de l'enceinte de confinement. L'enceinte de confinement est décrite dans le § 1.1.2. Cette enceinte est dimensionnée à environ 5 bar absolu pour l'ensemble des paliers et sa résistance est vérifiée tous les 10 ans.

Par ailleurs, pour les réacteurs en exploitation, le dispositif d'éventage - filtration U5 (décrit au § 6.2.2), réservé à la sauvegarde ultime de l'enceinte de confinement, permet, après le passage du panache gazeux induit par son ouverture, de limiter les conséquences radiologiques à l'extérieur du site. Ce dispositif, destiné à filtrer les aérosols formés dans l'enceinte de confinement en cas de rupture de l'étanchéité de la cuve ou du circuit primaire, retient une grande partie des radioéléments. En cas d'ouverture du dispositif U5, les mesures de protection de la population durant la phase d'urgence radiologique seraient mises en œuvre autour du site nucléaire. Afin de limiter les rejets en iode et permettre de diminuer l'impact radiologique sur le site et sur les populations en situation d'accident grave, EDF prévoit, dans les rapports d'ECS, d'engager l'étude d'un dispositif passif permettant d'augmenter le pH des puisards du bâtiment réacteur, y compris en situation de perte totale des alimentations électriques.

Le séisme n'étant pas considéré à la conception et lors des réexamens de sûreté comme l'initiateur plausible d'un accident grave (voir § 6.1), compte-tenu de toutes les mesures de dimensionnement prises sur les structures, systèmes et composants classés de sûreté, les éléments du dispositif U5 hormis la traversée enceinte et les vannes d'isolement ne sont donc pas classés sismiques. Le filtre à sable du dispositif U5 n'a donc pas fait l'objet d'exigences spécifiques à l'égard du risque sismique lors de sa mise en place. Ce système pourrait donc, en cas d'AG consécutif à un séisme, ne plus être opérationnel voire être un agresseur pour d'autres équipements classés de sûreté. **Sur ce point, EDF s'est engagée à**

mener une étude sur la tenue au séisme du dispositif U5. EDF a également annoncé le lancement, dans un second temps, d'une réflexion plus globale sur la filtration U5 pouvant mener à des évolutions de ce dispositif, si nécessaire, à plus long terme. L'ASN prendra une prescription à ce sujet.

Dans la mesure où ils n'ont pas fait l'objet d'exigences spécifiques à l'égard des agressions externes lors de leur conception, l'ASN considère qu'à ce jour, les moyens de limitation des rejets en cas de fusion du cœur ne sont pas résistants aux niveaux d'aléas retenus dans le cadre des ECS, notamment pour des niveaux de séisme supérieurs au séisme de dimensionnement. Les évolutions issues des études annoncées par EDF devront garantir la résistance de ces moyens. **L'ASN prescrira ainsi à EDF de réaliser une étude détaillée sur les possibilités d'amélioration du dispositif d'éventage filtration U5, en prenant en compte la robustesse aux agressions, l'efficacité de la filtration en cas d'utilisation simultanée sur deux réacteurs, l'amélioration de la filtration des produits de fission en particulier des iodes et les conséquences radiologiques de l'ouverture, notamment sur l'accessibilité du site, des locaux de crise et de la salle de commande.**

Les systèmes de communication et d'information (internes et externes) :

Dans les rapports d'ECS, EDF donne les objectifs et les principes appliqués concernant les moyens de communication permettant d'assurer la communication interne entre les équipes de crise et les locaux de regroupement et la communication avec les acteurs externes. Ces dispositifs ont pour objectifs d'alerter au plus tôt les acteurs internes et externes, tant côté EDF que pouvoirs publics, d'alerter les populations en cas d'atteinte d'un critère PPI phase réflexe, d'échanger des données entre les différents centres de gestion de crise, sur site et hors site, et d'informer le public et les médias.

EDF indique que les moyens de communication utilisés lors du grément de l'organisation peuvent être défaillants (soit à la suite d'une dégradation immédiate consécutive à l'événement initiateur soit par épuisement des batteries assurant leur fonctionnement). Afin de fiabiliser ces différents moyens de communication, EDF s'engage à réaliser une étude sur le renforcement des liaisons stratégiques avec des moyens de communication d'une autonomie renforcée et résistants au séisme et inondation (i.e. totalement indépendants des moyens de communication filaires). L'objectif est d'équiper les locaux de gestion de crise de téléphones à liaison satellite et bénéficiant d'une autonomie renforcée permettant au chef d'exploitation de quart de lancer l'alerte, aux acteurs locaux et nationaux de pouvoir établir ou poursuivre leurs échanges et à la Force d'Action Rapide Nucléaire (FARN), dès lors qu'elle devrait intervenir, d'entrer en liaison avec les intervenants du site. La FARN est un dispositif national EDF, en cours de construction, qui sera capable d'apporter rapidement une aide matérielle et humaine à un site en grande difficulté. Ce dispositif est décrit plus en détails dans le paragraphe « Destruction importante des infrastructures autour des installations » ci-dessous.

L'ASN considère que la communication est un des premiers éléments de la gestion d'une crise et qu'il est indispensable qu'EDF puisse lancer l'alerte des pouvoirs publics et, en cas de délégation du préfet, l'alerte des populations afin d'assurer leur protection, informer le personnel sur site de la situation, notamment en cas d'évacuation du site et échanger avec les équipes de crise internes et externes au site, aussi bien locales que nationales. **Ainsi, l'ASN prescrira à EDF d'intégrer les moyens de communication indispensables à la gestion de crise au « noyau dur » de dispositions matérielles et organisationnelles renforcées. Ces moyens comprendront notamment les moyens d'alerte des pouvoirs publics et les dispositifs d'alerte des populations en cas de déclenchement du plan particulier d'intervention en phase réflexe. Ils devront également être rendus résistants aux situations extrêmes étudiées dans le cadre des ECS.**

6.13 Identification des facteurs pouvant entraver la gestion de l'accident et des contraintes qui en découlent

Dans le cahier des charges des ECS, l'ASN demandait à EDF d'évaluer les mesures envisagées pour gérer les accidents en prenant en compte la situation telle qu'elle pourrait se présenter sur le site :

- la destruction importante des infrastructures autour de l'installation, y compris des moyens de communication (rendant plus difficiles le soutien technique et le renfort en personnel provenant de l'extérieur du site) ;

- la perturbation de l'efficacité du travail (y compris l'impact sur l'accessibilité et l'habitabilité des salles de commande principale et secondaire, des locaux utilisés par les équipes de crise ainsi que de tout local auquel il serait nécessaire d'accéder pour gérer l'accident) provoquée par des débits de dose élevés dans les locaux, par une contamination radioactive et la destruction de certaines installations sur le site ;
- la faisabilité et l'efficacité des mesures pour gérer les accidents en cas d'agressions externes (séismes, inondations) ;
- l'indisponibilité de l'alimentation électrique ;
- la défaillance potentielle de l'instrumentation ;
- l'impact des autres installations avoisinantes sur le site.

- Destruction importante des infrastructures autour de l'installation :

Concernant les mesures envisagées pour gérer les accidents en cas de destruction importante des infrastructures autour de l'installation, EDF indique, dans les rapports d'ECS, que son organisation de crise ne prévoit pas de dispositif spécifique permettant d'y faire face, y compris pour déblayer le site. En cas de désordres majeurs des voiries et ouvrages d'art, EDF fait appel aux pouvoirs publics qui, en complément des PPI spécifiques à la situation de crise, mettent en œuvre les dispositions ORSEC. Ces dispositions ont pour but de faciliter l'accès au site des équipes d'astreinte.

Afin de pouvoir faire face au cas extrême d'une défaillance totale du personnel d'astreinte ou des moyens de communication (notamment ceux vers l'extérieur) utilisés lors du grèvement de l'organisation de crise, EDF indique que des études complémentaires sont en cours sur :

- le renforcement en compétence de l'équipe de conduite, lui permettant de réaliser les interventions minimales nécessaires pour éviter ou retarder la fusion du cœur ;
- le renforcement des liaisons de communication avec des moyens de communication d'une autonomie renforcée et résistants au séisme et à l'inondation ;
- la création d'une Force d'Action Rapide Nucléaire (FARN) ;
- la prise en compte des conditions d'intervention des personnels de conduite, d'astreinte et de la FARN. Elles doivent permettre de garantir la sécurité et la santé des intervenants. L'aspect psychologique est pris en compte.

Dans les rapports d'ECS, EDF présente, dans ses grandes lignes, les exigences s'appliquant à la FARN. Ainsi, EDF prévoit que la FARN puisse :

- intervenir au bout de 24 h, en continuité et en relève des équipes de conduite qui auront assumé les actions d'urgence du site concerné dont les infrastructures d'accès pourront être partiellement détruites ;
- agir en autonomie pendant plusieurs jours sur un site partiellement détruit (bâtiments tertiaires non sismiques par exemple), dont l'ambiance pourrait être radioactive, voire touchée par des pollutions chimiques sur certains sites ;
- déployer des moyens lourds de protection ou d'intervention dans un délai de quelques jours ;
- assurer une liaison permanente avec la direction de l'entreprise, la direction et les équipes du site ainsi que les pouvoirs publics locaux pour pouvoir gérer et coordonner les interventions ;
- préparer la durabilité de ses actions au-delà des premiers jours d'autonomie dans l'éventualité d'une crise de longue durée.

L'ASN considère qu'EDF n'a pas achevé l'analyse des points faibles de l'organisation en fonction de l'ampleur de l'agression externe ayant conduit à la situation de crise. De ce fait, l'ASN prendra plusieurs prescriptions concernant :

- **la définition des actions humaines requises pour la gestion des situations extrêmes étudiées dans le cadre des ECS, y compris pour les situations affectant plusieurs réacteurs et celles pouvant avoir des conséquences sur l'accessibilité et l'habitabilité des locaux de gestion de crise. EDF vérifiera que ces actions sont effectivement réalisables, y compris pour la FARN, compte tenu des conditions d'interventions susceptibles d'être rencontrées dans de tels scénarios ;**
 - **l'intégration au noyau dur de dispositions matérielles et organisationnelles renforcées des moyens de communication indispensables à la gestion de crise ;**
 - **la FARN. Elle devra notamment être capable d'intervenir, en moins de 24 heures avec un début des opérations sur site dans un délai de 12 heures à compter du déclenchement de sa mobilisation. Elle se composera d'équipes et de matériels spécialisés, pour être en mesure d'assurer la relève des équipes d'un site accidenté et mettre en œuvre des moyens complémentaires d'intervention d'urgence, y compris si un rejet massif a eu lieu. EDF précisera l'organisation et le dimensionnement de ces équipes, notamment les critères d'activation, les missions qui leur incombent, les moyens matériels et humains dont elles disposent, l'organisation mise en place pour assurer la maintenance de ces moyens matériels ainsi que leur opérabilité et leur disponibilité permanente, et enfin leurs formations et le processus de maintien de leurs compétences.**
- Perturbation de l'efficacité du travail provoquée par des débits de dose locaux élevés, par une contamination radioactive et la destruction de certaines installations sur site :

EDF présente l'impact de ce type de situation sur l'accessibilité et l'habitabilité des salles de commande. Ainsi, en situation d'accident grave, il peut être nécessaire, à la suite de la montée en pression du bâtiment réacteur, de dépressuriser l'enceinte par l'intermédiaire du « filtre U5 » afin de conserver son intégrité. EDF indique que les études préliminaires actuelles sur l'habitabilité de la salle de commande après ouverture du système U5 conduisent à éviter une présence permanente en salle de commande dans la période qui suit son ouverture (pendant 24 h).

Dans les rapports d'ECS, EDF présente également l'impact de ces situations sur les différents locaux utilisés par les équipiers de crise pour gérer l'accident. L'accessibilité, l'habitabilité et l'opérabilité des Locaux Techniques de Crise (LTC) sont identiques à celles des salles de commande après l'ouverture du filtre U5.

EDF précise, dans les rapports d'ECS, que les locaux de crise (Bloc de Sécurité (BDS), locaux de stockage des moyens de crise...) ont été conçus en l'absence d'exigences réglementaires relatives à l'inondation et au séisme alors qu'en pratique ces locaux doivent pouvoir être opérationnels en cas d'agressions externes. L'analyse menée par EDF sur la tenue des BDS au séisme montre que ces bâtiments ont en général une tenue structurelle jusqu'au SMS. L'habitabilité du BDS n'est quant à elle pas assurée, temporairement, après ouverture du dispositif U5. Sur ce dernier point, EDF s'engage, à la suite des ECS, à réaliser une étude plus globale à l'échelle d'un site pour évaluer l'habitabilité des salles de commande et du BDS ainsi que l'accessibilité du site après ouverture du dispositif U5 sur un réacteur en situation d'accident grave.

EDF annonce également, dans le plan d'action des rapports d'ECS, la réalisation d'études préliminaires visant à améliorer la robustesse des BDS pour assurer leur caractère opérationnel notamment en cas de séisme et de grands vents. EDF indique également qu'une réflexion globale concernant les BDS sera engagée afin d'identifier les besoins pour améliorer les locaux de crise en termes d'organisation et d'habitabilité. Enfin, EDF s'engage à réaliser une étude comprenant, d'une part, un bilan par site des conditions de stockage des moyens matériels de crise et de la résistance de ces lieux de stockage aux différents types d'agresseurs envisagés (séisme, aléa climatique, inondation...) et, d'autre part, l'identification d'améliorations pour y faire face.

De plus, un nombre important d'actions est à réaliser, en salle de commande mais surtout dans les installations, pour gérer une situation H1 ou H3. Les rapports relatifs aux ECS d'EDF fournissent peu d'informations sur les conditions de réalisation de ces actions : ambiance dans les locaux (en particulier les températures qui peuvent être très élevées en l'absence de ventilations), accessibilité en cas d'agression, ressources humaines disponibles pour mener de front toutes ces actions sur toutes les installations.

Les éléments présentés par EDF dans les rapports d'ECS ne garantissent pas la résistance, l'habitabilité et l'accessibilité des locaux de gestion de crise et des salles de commande pour les situations extrêmes étudiées dans le cadre des ECS et en cas d'ouverture du filtre U5. Or, l'ASN rappelle que l'organisation de crise des sites s'appuie notamment sur des locaux qui doivent être disponibles pour assurer, dans la durée, la gestion d'une crise. **L'ASN prescrira donc à EDF que ces locaux de gestion de crise, situés sur le site ou à proximité de celui-ci et permettant notamment la protection du personnel, soient résistants aux situations extrêmes étudiées dans le cadre des ECS et fassent partie du « noyau dur ». Ils devront être accessibles et habitables pendant des crises de longue durée et dimensionnés pour accueillir les équipes nécessaires à la gestion du site à long terme.**

L'ASN considère également que la conduite et la surveillance de l'ensemble des réacteurs du site accidenté doivent être assurées en cas de rejets de substances dangereuses ou d'ouverture du système d'événage-filtration U5. Ainsi, l'ASN considère que tout doit être mis en œuvre pour que l'ouverture du dispositif U5 sur un réacteur n'empêche pas la gestion de l'ensemble des réacteurs du site, considérant que ceux-ci peuvent être dans un état plus ou moins dégradé à cet instant. **A cet égard, l'ASN analysera avec attention le caractère enveloppe mais néanmoins réaliste de l'étude lancée par EDF pour apprécier les conséquences de l'ouverture du dispositif U5 sur l'habitabilité de la salle de commande, du panneau de repli et la gestion de l'ensemble du site. L'ASN prescrira à EDF d'assurer la conduite et la surveillance de l'ensemble des réacteurs d'un site en cas de rejets de substances dangereuses ou d'ouverture du système d'événage-filtration U5 depuis leurs salles de commande, leurs panneaux de repli ou les locaux de gestion de crise.**

De plus, l'ASN demandera qu'EDF définisse les actions humaines requises pour la gestion des situations extrêmes étudiées dans le cadre des ECS, y compris pour les situations affectant plusieurs réacteurs et celles pouvant avoir des conséquences sur l'accessibilité et l'habitabilité des locaux de gestion de crise. EDF vérifiera que ces actions sont effectivement réalisables compte tenu des conditions d'interventions susceptibles d'être rencontrées dans de tels scénarios. EDF prendra notamment en compte la relève des équipes de crise et la logistique nécessaire aux interventions et précisera les adaptations envisagées sur le plan matériel ou organisationnel. Cette demande sera reprise dans une prescription de l'ASN.

Enfin, l'ASN prescrira à EDF de lui transmettre la liste des compétences nécessaires à la gestion de crise en précisant si ces compétences sont susceptibles d'être portées par des entreprises prestataires. EDF justifiera que son organisation assure la disponibilité des compétences nécessaires en cas de crise, notamment en cas de recours possible à des entreprises prestataires.

- Faisabilité et efficacité des mesures pour gérer les accidents en cas d'agressions externes (séismes, inondations) :

Dans les rapports d'ECS, EDF indique que l'application des procédures par les agents présents en salle de commande n'est pas affectée par une agression externe (séisme, inondation), la salle de commande étant robuste aux agressions prises en compte dans le dimensionnement. En cas d'accident grave cumulé avec une inondation ou un séisme, EDF précise que les équipements utilisés dans l'enceinte de confinement ne sont pas endommagés. L'équipe de conduite dispose de procédures pour faire face à cette situation et pour en gérer les conséquences (notamment la perte de la source froide). Les actions à réaliser dans les installations devront être sécurisées, notamment en cas de perte de l'éclairage des bâtiments. Les moyens de communication utilisés dans le cadre du fonctionnement normal pourraient être rendus défectueux par l'agression externe.

Comme indiqué précédemment, l'ASN considère que la défaillance des moyens de communication en situation de crise n'est pas acceptable et donc que le renforcement de ces moyens de communication est indispensable. **Ainsi, l'ASN prescrira à EDF d'intégrer les moyens de communication indispensables à la gestion de crise au « noyau dur » de dispositions matérielles et organisationnelles renforcées.**

Dans les rapports relatifs aux ECS, EDF présente les conclusions de ses analyses relatives aux situations H1 et H3. Toutefois, ces analyses ne considèrent pas qu'une agression externe puisse être à l'origine de telles situations. De ce fait, les délais présentés dans ces rapports pour les situations H1 seule et H3 seule ne sont pas représentatifs des cas où ces situations seraient induites par un séisme ou une inondation, même avec les niveaux d'agressions du référentiel actuel. En effet, il n'y a pas de requis systématique concernant la tenue au séisme et la protection contre l'inondation des équipements utilisés dans les situations H1 et H3 dans le référentiel actuel.

L'ASN constate certains points de faiblesse vis-à-vis de la capacité des installations à faire face à une situation H1 ou H3 de site induite par un séisme, y compris pour le niveau de séisme du référentiel actuel ou par une inondation au-delà du référentiel. **L'ASN prend note des mesures envisagées par EDF pour améliorer la robustesse des installations vis-à-vis de ces situations et qui consistent à rendre robustes au séisme les dispositions complémentaires définies vis-à-vis de la situation H3 de site et à étudier les moyens permettant de garantir la protection des équipements H1/H3 à une inondation au-delà du référentiel. L'ASN demandera des compléments de justification à EDF sur l'amélioration de la robustesse des installations vis-à-vis de ces situations.**

- Indisponibilité de l'alimentation électrique :

La situation de perte totale des alimentations électriques (perte des sources externes et des diesels) est une situation prise en compte dans le guide de gestion des accidents graves. Cette situation pourrait par ailleurs conduire à l'indisponibilité des moyens de télécommunications utilisés dans le cadre du fonctionnement normal. Le confinement dynamique réalisé à partir des ventilations serait perdu, en particulier la fonction de ventilation de la salle de commande principale et la filtration sur piège à iode de cette ventilation. L'habitabilité permanente de la salle de commande est garantie en dehors de l'ouverture du filtre U5, compte tenu des modifications présentées dans le rapport ECS. En cas d'utilisation du dispositif U5, elle peut être compromise de façon temporaire. A cet égard, EDF a prévu de renforcer le secours électrique de la ventilation et de la filtration de la salle de commande par le Diesel d'Ultime de Secours (DUS). En attendant la mise en œuvre de cette modification, la FARN mettra en œuvre pour le réacteur accidenté des moyens permettant le secours électrique de ces équipements.

Concernant l'habitabilité des salles de commande et comme indiqué précédemment, l'ASN considère qu'elle doit être assurée en cas d'événement présentant des risques pour la sécurité des opérateurs, tels que les rejets de substances dangereuses dans l'environnement ou d'ouverture du filtre U5. L'ASN prendra une prescription à ce sujet.

Comme indiqué précédemment, l'ASN considère que la perte des moyens de télécommunications n'est pas acceptable en cas de perte des alimentations électriques. Un renforcement des moyens de télécommunications doit donc être réalisé à cet égard. **L'ASN prescrira à EDF d'intégrer dans le « noyau dur » de dispositions matérielles et organisationnelles renforcées les moyens de télécommunication nécessaires à la gestion de crise.**

- Défaillance potentielle de l'instrumentation :

L'instrumentation aide à optimiser la conduite pour retarder voire empêcher l'entrée en AG si cela est possible. Dans ses rapports d'ECS, EDF indique que le diagnostic et le pronostic de la situation sont réalisés par les équipes de crise sur la base de la mesure de certains paramètres identifiés. En cas de perte des alimentations électriques, l'instrumentation de détection de l'entrée en AG n'est plus disponible en salle de commande. EDF s'est engagée à secourir électriquement cette instrumentation par l'ajout d'un Diesel d'Ultime Secours (DUS). Toutefois, en cas de séisme, la disponibilité de l'instrumentation utile en situation d'AG n'est pas garantie, cette instrumentation n'étant pas classée au séisme.

De plus, le capteur de pression enceinte n'étant pas secouru par le turboalternateur de secours (LLS), il est par conséquent indisponible en cas de perte des alimentations électriques. EDF prévoit de secourir électriquement ce capteur, via la FARN, afin de pallier la perte générale des alimentations électriques.

L'ASN ne considère pas satisfaisant que l'instrumentation technique nécessaire pour gérer une situation accidentelle, notamment une situation d'AG, soit perdue en cas d'agression externe. L'ASN prescrira donc à EDF d'inclure dans le « noyau dur » l'instrumentation technique nécessaire à la gestion de crise. Cette prescription visera également l'instrumentation

environnementale nécessaire à la gestion de crise pour laquelle la tenue aux agressions externes n'est également pas garantie.

- Impact des autres installations avoisinantes sur le site :

Parmi les installations industrielles implantées à proximité des sites, EDF identifie, dans les rapports d'ECS, les Installations Classées pour la Protection de l'Environnement (ICPE) soumises à Autorisation (A) et à Autorisation avec Servitude d'utilité publique (AS). Pour les ICPE A, EDF conclut que ces installations ne présentent pas de risque d'agression pour les sites. Pour les ICPE AS, EDF s'appuie sur le périmètre du Plan de Prévention des Risques Technologiques (PPRT) de l'ICPE pour évaluer son impact sur le site et distingue deux cas :

- la distance maximale entre le site et l'ICPE AS est supérieure au périmètre du PPRT : EDF conclut alors que cette ICPE ne présente pas de risque d'agression pour le site ;
- la distance maximale séparant le site de l'ICPE AS est inférieure au périmètre du PPRT : EDF précise alors le type d'effets (thermiques, toxiques, surpressions) qui pourrait affecter le site.

EDF évoque également la présence d'ICPE soumises à Déclaration (D) dans l'environnement de tous les sites et indique qu'elles sont sans risque avéré pour ces derniers.

En ce qui concerne les risques engendrés par les installations industrielles internes au site, EDF identifie, suivant les sites, la présence de stations de traitement à la monochloramine, d'installations de stockage d'hydrate d'hydrazine et de diesels de tranche. EDF identifie les potentiels de danger et la nature des phénomènes dangereux associés à ces installations. Il précise également les dispositions qui seraient prises en cas d'accident.

Concernant l'identification des sources d'agression liées à l'environnement industriel interne et externe, EDF ne présente pas systématiquement, dans les rapports d'ECS, la nature des matières dangereuses, les quantités maximales mises en jeu et les distances séparant ces sources d'agression des cibles de sûreté de l'installation. Par exemple, EDF conclut, sans justification, que les ICPE A et D ne présentent pas de risque d'agression pour les sites. Les rapports d'ECS ne présentent pas non plus d'évaluation des conséquences des phénomènes dangereux associés à ces sources d'agression, potentiellement aggravés en cas de séisme ou d'inondation, sur les installations qui auraient pu être fragilisées par ce même séisme ou inondation.

EDF s'est engagée à proposer pour mi-2012 un plan d'action pour étudier et traiter, en cas de situation extrême, les risques liés à l'environnement industriel interne et externe au site et pour vérifier la robustesse des dispositions complémentaires de sûreté et des moyens de gestion de crise vis-à-vis d'une agression liée à l'environnement industriel. Dans le cas particulier du site de Tricastin, EDF s'est engagée à évaluer notamment l'impact des installations d'AREVA sur la centrale du Tricastin pour les situations accidentelles examinées dans les ECS. Pour la centrale de Gravelines, EDF s'est engagée à évaluer notamment l'impact de l'oléoduc enjambant le canal d'amenée de Gravelines et de sa passerelle sur le site.

Les phénomènes dangereux associés aux sources d'agression des installations industrielles, présentés dans les études de danger, ont été pris en compte dès la conception des centrales et sont réévalués périodiquement, conformément aux exigences de l'arrêté du 31 décembre 1999⁴⁹ et aux préconisations de la RFS I.2.d⁵⁰ définie par l'ASN. **Toutefois, l'ASN considère qu'EDF devra examiner ces phénomènes dangereux dans les situations extrêmes étudiées dans le cadre des ECS et en tirer des conséquences quant aux dispositions complémentaires à retenir. L'ASN considère également qu'EDF devra évaluer les conséquences des phénomènes dangereux induits (explosif, thermique, toxique...) sur ses installations, compte tenu de leur état à la suite d'un séisme ou d'une inondation d'un « niveau ECS ». Enfin, l'ASN prescrira à EDF de renforcer ses liens avec les exploitants voisins, notamment au moyen de conventions ou de système de détection et d'alerte, pour être rapidement informé de tout événement pouvant constituer une agression externe envers**

⁴⁹ Arrêté du 31 décembre 1999 modifié fixant la réglementation technique générale destinée à prévenir et limiter les nuisances et les risques externes résultant de l'exploitation des installations nucléaires de base

⁵⁰ RFS I.2.d du 7 mai 1982 relative à la prise en compte des risques liés à l'environnement industriel et aux voies de communication

ses installations et pour assurer une gestion de crise coordonnée avec les exploitants d'installations nucléaires et d'ICPE voisines.

L'ASN considère également qu'EDF doit examiner les effets sur ses installations des phénomènes dangereux susceptibles de se produire sur les installations industrielles à risques situées à proximité de ses centrales nucléaires, en prenant en compte dans cet examen, les situations extrêmes étudiées dans les ECS. L'ASN prendra une prescription à ce sujet.

Concernant les voies de communication et les canalisations de transport se trouvant dans l'environnement du site, EDF les identifie dans les rapports d'ECS et précise la nature des produits transitant dans ces canalisations. EDF conclut, pour tous les sites, que les transports de matières dangereuses peuvent présenter des risques d'agressions mais que ces risques sont limités et qu'ils respectent les objectifs de la règle fondamentale de sûreté (RFS) I.2.d relative à la prise en compte des risques liés à l'environnement industriel et aux voies de communications. Les rapports d'ECS ne présentent pas d'évaluation des conséquences de ces phénomènes dangereux potentiellement aggravés en cas de séisme ou d'inondation, sur les installations qui auraient pu être fragilisées par ce même séisme ou inondation. EDF indique que de telles évaluations sont déjà réalisées à l'occasion des réexamens de sûreté pour les différents sites en application de la RFS I.2.d et qu'elles montrent le respect des critères de la RFS. Ainsi, EDF considère que, compte-tenu des évaluations déjà réalisées et du caractère non permanent de la présence de ces matières dangereuses à proximité du site, des études complémentaires vis-à-vis des phénomènes dangereux associés aux voies de communications au-delà des référentiels ne sont pas nécessaires.

L'ASN considère néanmoins qu'EDF devra évaluer les conséquences des phénomènes dangereux liés aux voies de communication et aux canalisations, dans les situations extrêmes étudiées dans les ECS, et en tirer des conséquences quant aux dispositions complémentaires à retenir. L'ASN formulera une demande en ce sens.

6.14 Conclusion sur les dispositions organisationnelles prévues pour gérer un accident

L'ASN considère que l'organisation et les moyens de crise d'EDF doivent rester opérationnels pour des niveaux d'agressions très supérieurs à ceux retenus pour le dimensionnement des installations et pour des conditions d'ambiance radiologique ou toxique résultant d'un accident grave affectant plusieurs installations d'un même site. En outre, l'ASN considère que ces moyens doivent présenter une grande flexibilité afin d'être en mesure de gérer des situations qui n'auraient pas été envisagées. De plus, l'ASN considère que les dispositions organisationnelles et matérielles de gestion de crise d'EDF doivent être complétées pour gérer une situation affectant plusieurs installations sur un même site, y compris en cas de destruction importante des installations environnantes. **L'ASN considère également qu'EDF doit réaliser une analyse de l'applicabilité des actions humaines requises pour la gestion des situations extrêmes étudiées dans les ECS, y compris pour les situations affectant l'ensemble des installations du site et celles pouvant avoir des conséquences sur l'accessibilité et l'habitabilité des locaux de gestion de crise. L'ASN prendra une prescription à ce sujet.**

6.15 Dispositions envisagées pour renforcer les capacités de gestion d'un accident

Dans les rapports d'ECS, EDF propose plusieurs améliorations ou études afin de renforcer la gestion des situations accidentelles ou d'AG sur les sites. Notamment, ces améliorations portent sur :

- l'adéquation des ressources, tant humaines que matérielles, aux activités liées à la mise en œuvre des équipements du noyau dur et des équipements supplémentaires proposés à la suite des ECS. Cette étude tiendra compte des conditions d'intervention ;
- le renforcement des moyens matériels et de communication ;
- la réalisation d'une étude pour améliorer la résistance et l'habitabilité des BDS ;
- la conception d'un Centre de Crise Local présentant des exigences fortes en termes d'habitabilité et permettant une gestion plus efficace de la crise. Les exigences de conception prises en compte seront cohérentes avec celles du noyau dur ;
- le renforcement des moyens de mesures et de transmission d'informations techniques et environnementales dont météorologiques nécessaires à la gestion de la crise ;

- la création d'une Force d'Action Rapide Nucléaire (FARN) et la définition de ses moyens matériels et humains ;
- la tenue fonctionnelle du dispositif U5 au séisme.

L'ASN considère que l'ensemble de ces axes d'amélioration concourront au renforcement et à la robustesse de l'organisation de gestion des situations accidentelles et d'AG sur les sites. **Toutefois, l'ASN considère que certains des points identifiés par EDF doivent être précisés. L'ASN prendra donc des prescriptions demandant à EDF d'intégrer dans le noyau dur :**

- **les locaux de gestion de crise. Ils doivent notamment offrir une grande résistance aux agressions et permettre la gestion d'une crise de longue durée ;**
- **les moyens mobiles indispensables à la gestion de crise ;**
- **les moyens de dosimétrie opérationnelle, les instruments de mesures pour la radioprotection et les moyens de protection individuelle et collective sont également intégrés au noyau dur. Ils doivent être disponibles en permanence et en quantité suffisante sur les sites ;**
- **les instrumentations technique et environnementale permettant de diagnostiquer l'état de l'installation, ainsi que d'évaluer et de prévoir l'impact radiologique sur les travailleurs et les populations ;**
- **les moyens de communication indispensables à la gestion de crise sont inclus dans le noyau dur. Ces moyens comprennent notamment les moyens d'alerte des pouvoirs publics et les dispositifs d'alerte des populations en cas de déclenchement du plan particulier d'intervention en phase réflexe.**

Les exigences concernant la FARN devront être complétées notamment pour qu'elle soit en capacité d'intervenir en moins de 24 heures sur le site accidenté pour assurer la relève des équipes de quart et mettre en œuvre des moyens de réalimentations d'urgence, avec un début des opérations sur un site dans un délai de 12 heures après le début de leur mobilisation. Ces équipes devront être dimensionnées pour intervenir sur un site avec 6 réacteurs, y compris sur un site pour lequel un rejet massif aurait eu lieu, et disposer notamment d'une instrumentation appropriée pouvant être déployée sur les sites à leur arrivée.

6.2 Mesures existantes pour la gestion d'un accident consécutif à la perte de la fonction de refroidissement du cœur

Dans le cahier des charges des ECS, l'ASN demandait à EDF de décrire les mesures de gestion des accidents qui sont actuellement en vigueur aux différents stades d'un accident grave, en particulier consécutif à une perte de la fonction de refroidissement du cœur :

- avant que le combustible ne soit endommagé dans la cuve du réacteur ;
 - actions possibles pour empêcher l'endommagement du combustible ;
 - suppression de la possibilité d'endommagement du combustible à haute pression.
- après que le combustible a été endommagé dans la cuve du réacteur ;
- après la défaillance de la cuve du réacteur (fusion du cœur dans le puits de cuve).

6.2.1 Avant que le combustible ne soit endommagé dans la cuve du réacteur

Dans les rapports ECS, EDF indique que la démarche de sûreté, pour le parc et l'EPR, repose sur une stratégie de défense en profondeur dont l'étagement peut se résumer ainsi :

- des dispositions sont prises pour éviter les incidents ;
- si l'incident se produit, des protections ramènent le réacteur en état sûr ;

- des systèmes de sauvegarde permettent d'éviter qu'un accident plus sérieux n'entraîne la fusion du cœur.

Les dispositions existantes pour éviter de rentrer en situation d'accident grave (donc avant que le combustible ne soit endommagé dans la cuve), notamment à la suite de situations d'inondation, de séisme ou de perte des alimentations électriques ou de source froide relèvent de la conduite incidentelle/ accidentelle (CIA).

Sur le parc, les actions possibles pour empêcher l'endommagement du combustible visent à restaurer un moyen d'injection d'eau en cuve pour permettre, en renoyant le cœur, de refroidir le combustible et de stabiliser la situation. Les actions possibles consistent à

- restaurer le cas échéant un tableau électrique permettant l'alimentation des systèmes de sauvegarde ;
- mettre en œuvre un lignage ultime permettant l'injection d'eau dans la cuve du réacteur accidenté.

Sur l'EPR de Flamanville, les différentes lignes de défense (diesels principaux, diesels SBO, réalimentation de la bêche ASG) permettent de limiter le risque d'entrée en accident grave.

6.2.2 Après que le combustible a été endommagé dans la cuve du réacteur

Au-delà, une démarche de prise en compte des accidents graves vise, en cas de fusion du cœur, à en limiter les conséquences. Si l'entrée en accident grave n'a pu être évitée, une réorientation des priorités de la conduite est donc opérée vers la maîtrise du confinement et la réduction des rejets.

Dans le rapport ECS, EDF indique les mesures existantes face aux risques identifiés lors d'une situation d'accident grave. Elles sont indiquées ci-dessous et reprises en détail, avec les mesures d'amélioration prévues ou envisagées à la suite des ECS, dans la partie relative au « Maintien de l'intégrité du confinement après endommagement du combustible dans le cœur du réacteur ».

Risque dû à la production d'hydrogène :

Depuis fin 2007, l'ensemble des réacteurs du parc est équipé de recombineurs auto-catalytiques passifs (RAP) d'hydrogène. Sur l'EPR de Flamanville, des RAP et des dispositifs permettent de contrôler la concentration et la répartition de l'hydrogène dans l'enceinte en mettant en communication les deux parties de l'enceinte et en favorisant les mélanges par convection.

Risque de pressurisation lente de l'enceinte :

Sur le parc, ce risque est traité par l'existence du dispositif d'éventage-filtration dit « U5 » et d'une procédure de conduite associée permettant une décompression et une filtration de l'enceinte de confinement afin de maintenir sur le long terme son intégrité. La filtration se décompose en un pré-filtre métallique intérieur enceinte et un filtre à lit de sable (commun à deux réacteurs pour le palier 900 MWe). L'ouverture de ce dispositif, qui est une mesure ultime de protection de l'enceinte de confinement, a lieu au-delà de 24 heures à partir d'une pression minimale égale à la pression de dimensionnement de l'enceinte (environ 5 bars absolus pour l'ensemble des paliers)

Sur l'EPR, le système EVU permet l'évacuation de la chaleur de l'enceinte et le contrôle de la pression de l'enceinte. Ce système de sauvegarde est constitué de 2 trains redondants et possède une chaîne de refroidissement dédiée, elle-même dotée d'une prise d'eau de secours diversifiée. En cas de perte des alimentations électriques, tout en respectant les conditions compatibles avec le fonctionnement du système d'évacuation ultime de la chaleur du bâtiment réacteur (EVU), la remise en service de ce système EVU est possible pendant un délai de 2 jours afin d'écarter le risque de défaillance de l'enceinte. Enfin, la tenue de l'enceinte est préservée pendant 3 jours après l'initiateur si l'EVU n'est pas mis en service.

- Risque de défaut d'étanchéité de l'enceinte de confinement :

Sur le parc, la confirmation de l'isolement des traversées de l'enceinte est demandée dès l'entrée en accident grave au titre des actions immédiates. Des actions de surveillance de l'activité sont menées afin, le cas échéant, de mettre en œuvre des actions de restauration. La disposition de conduite U2, qui fait partie de la conduite incidentelle/accidentelle (CIA) est applicable en situation d'AG. Elle a pour but de surveiller et de restaurer si besoin le confinement de l'enceinte (notamment par isolement des zones concernées, réinjection des effluents fortement radioactifs...).

Sur l'EPR, la conception de l'enceinte et des bâtiments périphériques est telle qu'il n'existe pas de chemin de fuite direct de l'enceinte de confinement vers l'environnement. Les ventilations des bâtiments sont secourues par les diesels principaux et les diesels SBO.

- Risque d'échauffement direct de l'enceinte :

Pour éviter un échauffement direct de l'enceinte, qui résulterait d'une rupture de la cuve en pression, la conduite AG sur le parc demande de dépressuriser le primaire par ouverture des lignes de décharge du pressuriseur dès l'entrée en accident grave.

Sur l'EPR, deux lignes de décharge du circuit primaire redondantes permettent de dépressuriser le circuit primaire et d'éviter le risque d'une rupture de la cuve à haute pression susceptible de conduire à la perte de l'intégrité de l'enceinte par échauffement direct de l'enceinte. L'opérateur dispose d'une heure après l'entrée en accident grave pour ouvrir ces lignes, qui sont alimentées par les batteries « 12 heures ».

6.2.3 Après le percement de la cuve du réacteur

Aux risques indiqués ci-dessus, s'ajoute le risque de percée du radier faisant suite à la rupture de la cuve contenant le corium.

Sur le parc, EDF indique dans les rapports ECS que la restauration d'un appoint en cuve et la dépressurisation du primaire demandée à l'entrée en accident grave permettant aux appoints basse pression de débiter dans le circuit primaire contribuent à renouer le cœur et, si elles interviennent à temps, à arrêter la fusion de celui-ci et éviter la percée de la cuve. Le renouage du corium en cuve ou l'injection d'eau dans le puits de cuve via la cuve percée pour maintenir le corium noyé, permettent de limiter le risque de percée du radier, ou à défaut d'en retarder l'occurrence. Le guide de gestion des accidents graves définit les conditions d'injection d'eau, notamment vis-à-vis des risques de perte précoce du confinement. Les systèmes de sauvegarde de la tranche accidentée étant probablement perdus à l'entrée en AG, des lignages dits « ultimes » peuvent être mis en œuvre par les équipes de crise pour noyer le corium.

Il existe également, pour les réacteurs du parc, un risque d'explosion vapeur hors cuve. EDF précise dans les rapports ECS des réacteurs du parc qu'un programme de recherche international est en cours pour caractériser les conditions d'occurrence et l'intensité de tels phénomènes. EDF indique également que les études disponibles montrent une bonne capacité de l'enceinte à résister aux chargements résultant d'une explosion vapeur. Son intégrité ne serait donc probablement pas remise en cause dans cette situation.

Pour l'EPR de Flamanville, le rapport ECS indique que le récupérateur de corium, situé dans un compartiment dédié en périphérie du puits de cuve, est destiné à collecter le corium et à assurer son refroidissement et sa stabilisation. Ainsi, la prévention du percement du radier repose sur un puits de cuve et un récupérateur secs à l'arrivée du corium, sur la collecte et l'étalement du corium et sur le refroidissement passif du corium après étalement. A plus long terme, le système EVU utilisé en mode aspersion permet d'évacuer la puissance résiduelle du corium.

6.3 Maintien de l'intégrité du confinement après endommagement du combustible dans le cœur du réacteur

Le cahier des charges de l'ASN demandait à EDF d'étudier les moyens de prévenir et de gérer :

- une perte de la fonction de refroidissement du cœur ;
- une perte d'intégrité du confinement, notamment de l'enceinte de confinement.

Le cahier des charges de l'ASN précisait que l'exploitant devait décrire les mesures de gestion des accidents graves et les éléments de conception de l'installation permettant de protéger l'intégrité du confinement après endommagement du combustible.

Le cahier des charges de l'ASN précisait aussi qu'il convenait :

- d'identifier tout effet falaise et d'évaluer le délai avant qu'il ne se produise ;
- d'évaluer l'adéquation des mesures de gestion existantes, y compris les guides de gestion des accidents graves, et les possibles mesures complémentaires.

Les risques induits par ces situations et les moyens de gestion des accidents graves permettant leur maîtrise et la limitation de leurs conséquences sont présentés ci-dessous, en décrivant les moyens existants et les moyens complémentaires envisagés à la suite des ECS.

6.3.1 Élimination du risque d'endommagement ou de fusion du cœur sous haute pression

Le cahier des charges de l'ASN demandait à EDF de décrire en particulier les mesures de gestion des accidents graves pour supprimer toute possibilité d'endommagement du combustible à haute pression. En effet, en situation d'accident de fusion du cœur survenant sur un réacteur de type REP et lorsque la dépressurisation du circuit primaire n'est pas assurée (absence de brèche sur le circuit primaire et de refroidissement par le circuit secondaire), la fusion peut se dérouler à pression élevée : c'est ce qu'on appelle la fusion en pression.

Dans les rapports ECS, EDF indique, pour le parc, que la prévention des séquences de fusion en pression repose sur l'ouverture volontaire des tandems de soupapes SEBIM du pressuriseur. Cette ouverture des trois tandems de soupapes induit une dépressurisation rapide du primaire qui élimine le risque d'avoir une cuve fortement pressurisée lors de la percée de la cuve et le risque de perte du confinement par échauffement direct de l'enceinte. L'ouverture des tandems de soupapes est demandée dans la plupart des situations bien avant l'entrée en accident grave sur un critère de surchauffe primaire. En situation de perte totale des alimentations électriques, cette ouverture est demandée en cas de perte de l'alimentation des générateurs de vapeur par la TPS ASG. La confirmation de cette ouverture est demandée par les documents de conduite en accident grave.

EDF indique que l'ouverture et le maintien ouvert des soupapes SEBIM permet d'éviter une fusion du cœur alors que le circuit primaire est à une pression élevée, ce qui pourrait conduire à une pressurisation importante de l'atmosphère de l'enceinte de confinement par pulvérisation fine du combustible lors de la rupture de la cuve (phénomène d'échauffement direct de l'enceinte ou direct containment heating DCH en anglais). Pour assurer cette fonction « dépressurisation du circuit primaire », EDF précise dans les rapports d'ECS que la conception actuelle de la commande à distance des soupapes SEBIM du pressuriseur nécessite une alimentation électrique permanente de leurs électro-aimants et ainsi la disponibilité de la source électrique et des câbles d'alimentation. Une modification matérielle pour fiabiliser l'ouverture des soupapes SEBIM, décidée avant l'accident de Fukushima et déjà réalisée sur certains réacteurs, est prévue pour les prochaines Visites décennales (VD) de chaque réacteur. Pour en améliorer la robustesse, la solution retenue par EDF est le remplacement de la commande à distance monostable (électroaimant) par une commande bistable (accrochage magnétique sur la commande par électroaimant).

En complément, la modification proposée par EDF à l'issue des ECS vise aussi, en situation de perte totale des sources électriques et d'épuisement des batteries, à commander directement les électro-aimants des soupapes depuis les locaux de relaying, à partir d'un nouveau Moyen Mobile de Sécurité autonome. La conduite est ainsi simplifiée et permet de s'affranchir de tout problème d'autonomie des batteries et de tenue à l'irradiation de l'alimentation électrique des électro-aimants des soupapes. L'ASN considère que les améliorations proposées, qui répondent au cahier des charges des ECS, doivent être mises en œuvre.

Dans le rapport d'ECS du réacteur EPR de Flamanville 3, EDF indique que l'EPR dispose, à la conception, de deux lignes de décharge du circuit primaire redondantes permettant de dépressuriser le circuit primaire et d'éviter le risque d'une rupture de la cuve à haute pression susceptible de conduire à la perte de l'intégrité de l'enveloppe par échauffement direct de l'enveloppe. L'exploitant dispose d'une heure après l'entrée en accident grave pour ouvrir ces lignes qui sont alimentées par des batteries ayant 12 heures d'autonomie. L'ASN considère cette disposition satisfaisante dans son principe ; elle sera instruite dans le cadre de la mise en service du réacteur EPR de Flamanville 3.

6.3.2 Gestion du risque hydrogène dans l'enveloppe de confinement

Le cahier des charges de l'ASN demandait à EDF de décrire les mesures de gestion des accidents graves pour prévenir toute déflagration ou détonation d'hydrogène (inertage du confinement, recombineurs ou igniteurs). Dans le cadre des études sur les accidents graves des REP, le risque hydrogène est défini comme la possibilité d'une perte de l'intégrité du confinement du réacteur ou de ses systèmes de sécurité à la suite d'une déflagration d'hydrogène.

Dans les rapports d'ECS, EDF indique que l'hydrogène peut être produit au cours de différentes phases d'un accident :

- en cuve, lors de la phase de dégradation du cœur du fait de l'oxydation des gaines des éléments combustibles et des autres matériaux présents dans la cuve ;
- hors cuve, lors de l'interaction corium/ béton.

L'hydrogène ainsi produit est relâché dans l'enveloppe (par la brèche sur le circuit primaire, par le réservoir de décharge du pressuriseur ou par le bain de corium) où il est ensuite brassé par les mouvements de convection. Dans les rapports d'ECS, EDF indique que des Recombineurs Auto-catalytiques Passifs (RAP) ont été installés sur l'ensemble du parc en exploitation afin de diminuer la concentration d'hydrogène dans le bâtiment réacteur (BR) en cas d'accident grave. Cette installation est effective depuis fin 2007. Des dispositions de conduite associées sont d'application sur les sites. A l'issue des ECS, EDF s'est engagée à étudier le risque hydrogène dans les autres bâtiments périphériques de l'enveloppe des réacteurs. L'étude du risque hydrogène dans l'espace entre enveloppes des réacteurs de 1300 MWe est en cours dans le cadre du réexamen de sécurité associé à leur troisième visite décennale.

Dans les rapports d'ECS, EDF indique que l'effet falaise potentiel associé à la présence d'hydrogène dans l'enveloppe serait une perte du confinement du BR en cas d'inflammation d'un nuage à forte concentration d'hydrogène dans le BR. Les recombineurs permettent d'exclure la perte du confinement par déflagration lente en limitant la quantité d'hydrogène dans le BR en cas d'accident grave. EDF souligne que la probabilité d'occurrence de tels phénomènes est extrêmement faible compte tenu, en particulier, des caractéristiques géométriques de l'enveloppe. Cette dernière est en effet d'une géométrie relativement « ouverte » qui favorise le brassage de l'hydrogène et limite donc le risque de formation de nuage à forte concentration d'hydrogène. La mise en place des RAP, en diminuant la quantité d'hydrogène présente dans l'enveloppe à un instant donné, réduit la probabilité et les conséquences de tels phénomènes. L'ASN considère cependant que les études de R&D en cours doivent se poursuivre pour approfondir la connaissance de ces phénomènes.

Dans le rapport d'ECS de l'EPR de Flamanville, EDF décrit les dispositions de conception prévues : le contrôle de la concentration en hydrogène s'appuie sur deux types de dispositifs : des recombineurs auto-catalytiques passifs répartis dans le bâtiment réacteur, ainsi que des volets et des disques de rupture et de convection assurant, par leur ouverture, une convection naturelle dans le bâtiment réacteur et donc

l'homogénéisation de l'atmosphère de l'enceinte. Ces dispositions sont jugées satisfaisantes par l'ASN à ce stade de l'instruction qui se poursuit en vue de la mise en service du réacteur EPR de Flamanville.

6.3.3 Prévention d'une surpression de l'enceinte de confinement

Le cahier des charges de l'ASN demandait à EDF de décrire les mesures de gestion des accidents graves pour prévenir une surpression de l'enceinte de confinement.

La montée lente en pression de l'enceinte de confinement (liée à la vaporisation de l'eau des puisards et éventuellement à la formation d'incondensables provenant de la décomposition du béton du radier par le corium, en cas d'ICB), peut conduire au dépassement de sa pression de dimensionnement et à terme à la perte de son intégrité.

Dans les rapports d'ECS, EDF indique que, sur le parc, le délai avant perte du confinement par dépassement des caractéristiques mécaniques de l'enceinte de confinement, varie de un à plusieurs jours suivant les hypothèses prises pour les études. EDF considère que ce délai laisse le temps à l'opérateur d'engager une action pour éviter la ruine de l'enceinte tout en maîtrisant au mieux les rejets radioactifs. C'est pour éviter, quelles que soient les circonstances, une rupture de l'enceinte par surpression, qu'ont été élaborées pour le parc en exploitation les règles de conduite U5 qui amènent un moyen pour limiter la pression à une valeur légèrement inférieure à la pression de dimensionnement des enceintes de confinement à l'aide d'un dispositif de décompression et de filtration associée. La conduite d'une telle situation privilégie un rejet filtré au travers d'un dispositif éventuellement refermable. La dépressurisation du bâtiment réacteur se fait par l'ouverture de deux vannes manuelles.

Dans les rapports d'ECS, EDF précise que pour écarter tout risque de combustion d'hydrogène dans le dispositif U5, qui pourrait être induit par une condensation de la vapeur dans la tuyauterie, il existe un système de préchauffage (conditionnement de la ligne d'éventage). Ce conditionnement est perdu en cas de perte totale des alimentations électriques (PTAE). Bien que des dispositions soient prises pour limiter le risque de combustion d'hydrogène dans la ligne d'éventage U5 (détente en amont de la ligne limitant le risque de condensation, présence de recombineurs permettant de limiter fortement la concentration en hydrogène), EDF s'est engagée à réexaminer le risque hydrogène et ses conséquences éventuelles sur le dispositif U5. **L'ASN considère que cet examen doit notamment porter sur l'impact de l'oxygène préexistant dans la tuyauterie U5 et sur le risque de déflagration d'hydrogène et ses conséquences éventuelles à la sortie du dispositif U5. L'ASN considère également que, pour le palier 900 MWe, EDF doit étudier l'utilisation simultanée du dispositif U5, qui est commun à deux réacteurs. L'ASN prescrira à EDF d'étudier les possibilités d'amélioration du dispositif d'éventage-filtration U5 en prenant en compte la robustesse aux agressions, l'efficacité de la filtration en cas d'utilisation simultanée sur deux réacteurs de 900 MWe, ainsi que l'amélioration de la filtration des produits de fission.**

Pour ce qui concerne la mise en œuvre d'une action d'éventage-filtration, EDF précise dans les rapports ECS des réacteurs du parc, que le risque de surpression de l'enceinte de confinement est pris en compte dans le guide de gestion des accidents graves. L'ouverture du filtre U5 ne doit pas intervenir avant 24 heures après l'entrée en AG de manière à permettre le dépôt des aérosols dans l'enceinte de confinement. Cette conduite est mise en œuvre après décision concertée (équipes de crise EDF, ASN, IRSN et pouvoirs publics).

Dans le rapport d'ECS de l'EPR de Flamanville, EDF décrit le système EVU qui permet l'évacuation de la chaleur de l'enceinte et le contrôle de sa pression. La puissance résiduelle est transférée vers la source froide ultime dédiée SRU. La limitation de la pression est réalisée grâce à la fonction aspersion de l'EVU, l'eau étant aspirée dans l'IRWST, via les buses situées au niveau du dôme du bâtiment réacteur. L'EVU est composé de deux trains indépendants dans des bâtiments de sauvegarde séparés. La source froide ultime SRU, également composée de deux trains indépendants, est diversifiée : elle peut aspirer l'eau de mer soit depuis la station de pompage soit depuis le bassin de rejet si la station de pompage est indisponible. La tenue de l'enceinte est préservée pendant 3 jours si l'EVU n'est pas mis en service.

Au titre de l'ECS de l'EPR, pour éviter l'effet falaise lié à la perte prolongée des alimentations électriques, EDF a proposé l'ajout d'un dispositif mobile et indépendant d'appoint en eau dans le bâtiment réacteur via les buses de l'aspersion de l'EVU. Ce dispositif consiste en l'ajout de commandes de vannes déportées, la mise en œuvre d'une motopompe et l'utilisation de la réserve d'eau SEA. Cette disposition serait mise en œuvre dans un délai de 48 heures ; ce délai est cohérent avec la mise en place de moyens mobiles importants. Cette disposition permet d'étendre la période de grâce à 5 jours vis-à-vis des limites de tenue de l'enveloppe, pour récupérer une alimentation électrique et une source froide afin de rétablir les fonctions du système EVU. L'ASN considère que les améliorations proposées, qui répondent au cahier des charges des ECS, doivent être mises en œuvre.

Compte tenu des éléments qui précèdent relatifs au système EVU, la mise en place d'un système d'événement-filtration n'est pas prévue par EDF à la conception, ni dans le rapport d'ECS de l'EPR de Flamanville. L'ASN considère cependant, au-delà de la modification proposée par EDF, que l'accident de Fukushima nécessite de ré-analyser ce choix de conception en cas d'impossibilité à long terme de restaurer une source froide. Ce point est repris au paragraphe « Dispositions envisagées pour renforcer le maintien de l'intégrité du confinement après l'endommagement du combustible ».

6.3.4 Prévention du risque de re-criticité

Le cahier des charges de l'ASN demandait à EDF de décrire les mesures de gestion des accidents graves pour prévenir le risque de re-criticité.

En effet, la géométrie des assemblages combustible, la présence et la disposition des barres de contrôle et des absorbants neutroniques, la teneur en bore de l'eau du circuit primaire et de la bêche PTR (IRWST pour l'EPR) ont été étudiées à la conception pour écarter le risque de re-criticité dans le cas des accidents de dimensionnement.

Cependant, en cas d'accident grave, à la suite de la perte du réfrigérant primaire consécutive à l'indisponibilité de tous les systèmes de sauvegarde, le cœur s'échauffe et peut commencer à fondre. Sans récupération rapide du réfrigérant primaire, le combustible et la structure du cœur se dégradent, le cœur perd sa géométrie, forme progressivement un lit de débris et/ ou un bain de corium qui, par la suite, se relocalise dans le plénum inférieur de la cuve ou perce le fond de la cuve pour atteindre le puits de cuve. Les marges initiales à la re-criticité pourraient alors être sensiblement réduites.

Dans les rapports ECS, EDF indique qu'il a mené des études de réactivité pour analyser le risque de retour à la criticité pour différentes configurations de corium, compact ou fragmenté, en cuve ou dans le puits de cuve, sur la base d'hypothèses réalistes (voire conservatives pour certaines). Ces études concluent :

- que le risque de criticité est nul lorsque le corium est non fragmenté dans l'eau ;
- que le risque de criticité est écarté lorsque de l'eau borée est injectée à la concentration minimale en bore de la bêche PTR.

Corium en cuve :

EDF indique, dans le rapport d'ECS, que le guide de gestion des accidents graves interdisant l'injection d'eau non borée tant que le corium est en cuve, le risque de re-criticité est écarté pour les configurations de corium en cuve. Ce point n'appelle pas de remarque de la part de l'ASN.

Corium dans le puits de cuve :

Dans les rapports ECS, EDF indique qu'après la percée de la cuve, l'injection d'eau claire pourrait être envisagée après analyse et recommandation de l'équipe de crise. Le risque de re-criticité est écarté à court terme, car la forte vaporisation de l'eau au contact du corium va dans le sens d'une diminution de la réactivité (augmentation du taux de vide).

A plus long terme, lorsque le lit de débris est refroidissable et qu'il y a peu ou pas de vaporisation (taux de vide faible), la présence importante de produits de fission neutrophages et l'incorporation de béton vont dans le sens d'une diminution importante de la réactivité.

Toutefois, la démonstration de l'innocuité d'une injection d'eau claire n'est pas partagée par EDF et l'IRSN ; il convient donc de disposer d'appoints en eau borée à long terme.

Sur l'EPR de Flamanville, comme précisé dans le rapport d'ECS de ce réacteur, des dispositions sont prises pour garantir un puits de cuve sec et une zone d'étalement sèche. Le caractère suffisant de ces dispositions sera instruit par l'ASN dans le cadre de la mise en service de l'EPR.

6.3.5 Prévention du percement du radier

Le cahier des charges de l'ASN demandait à EDF de décrire les mesures de gestion des accidents graves pour prévenir le risque de percement du radier des bâtiments réacteurs.

Noyage du corium en cuve

Dans les rapports d'ECS, EDF indique que le maintien du corium en cuve permet d'éviter la phase d'interaction corium-béton hors cuve et à ce titre contribue à l'objectif de maintien de l'intégrité du confinement. La stabilisation de la situation en cuve nécessite de restaurer un moyen d'injection d'eau borée au circuit primaire dans un délai suffisamment court pour éviter la rupture de la cuve, c'est-à-dire avant que l'endommagement du cœur ne soit trop avancé pour permettre son refroidissement en cuve.

Les stratégies de maintien du corium en cuve reposent sur :

- la mise en œuvre d'un appoint d'eau borée au circuit primaire ;
- l'utilisation de la fonction recirculation à terme pour maintenir durablement le cœur noyé.

EDF précise que les possibilités de maintien du corium en cuve sont envisagées sur le parc en situation d'accident grave à partir des systèmes existants non spécifiquement conçus pour la gestion des accidents avec fusion du cœur et en fonction de leur disponibilité. Il est considéré que :

- pour permettre la stabilisation de la situation en cuve par injection en cuve, celle-ci doit être restaurée avant la formation d'un bain de corium significatif dans le cœur, et en tout état de cause, avant la relocalisation du corium dans le fond de cuve ;
- en cas de présence d'eau dans le puits de cuve permettant le refroidissement externe de la cuve, l'injection d'eau en cuve peut permettre la stabilisation de la situation si elle est restaurée avant ablation significative de la paroi de la cuve. Il est précisé que le noyage du puits de cuve résulte, en l'état actuel des réacteurs, du fonctionnement de l'aspersion de l'enceinte (EAS), lorsque celle-ci est disponible, par ruissellement de l'eau d'aspersion vers le puits de cuve.

En pratique, l'injection d'eau borée en cuve par un appoint ligné en aspiration directe sur la bêche PTR, cette dernière étant si possible réalimentée, est privilégiée pour maintenir le cœur noyé tout en retardant l'instant de passage en recirculation.

A l'issue des ECS, EDF prévoit que les moyens d'injection au primaire soient secourus par un diesel d'ultime secours. Une prescription de l'ASN portera sur la composition du noyau dur dont ces systèmes devraient faire partie.

Noyage du corium dans le puits de cuve

Dans l'hypothèse de la rupture de la cuve, le corium se déverse dans le puits de cuve. Dans les rapports des ECS, EDF indique la stratégie actuellement mise en place sur le parc en exploitation consistant à injecter de l'eau :

- par apport d'eau postérieur à la rupture de la cuve, à l'aide d'un appoint au primaire par la brèche en fond de cuve, conformément à la conduite en accident grave. Par ailleurs, lorsque le puits de cuve est initialement sec ou faiblement noyé, le risque d'explosion de vapeur est jugé faible. Selon EDF, les conclusions du programme MCCI (Molten core concrete interaction) réalisé sous l'égide de l'OCDE confortent cette stratégie de renoyage hors cuve. Ce programme scientifique international dédié à la capacité à refroidir le mélange corium-béton, a permis de montrer, à échelle expérimentale, qu'un bain de corium peut être stabilisé par une injection d'eau ;
- par le noyage du puits de cuve préalable à la rupture cuve, lié au fonctionnement du système d'aspersion du bâtiment réacteur (EAS) s'il est disponible avant l'entrée en accident grave. Le noyage du puits de cuve, s'il est réalisé jusqu'au niveau du fond de cuve, permet de réduire significativement le risque de percée du radier. En effet, la rétention d'une partie du corium refroidi dans la cuve et le contact du corium avec l'eau du puits de cuve réduisent la quantité de corium qui va contribuer à l'interaction corium béton (ICB).

Dans les rapports d'ECS, EDF indique que la stratégie de mitigation actuelle, visant à injecter de l'eau avant ou après la percée de la cuve, devrait permettre de ralentir, voire d'éviter, la percée du radier. Des essais complémentaires d'interaction corium-béton (essais CCI-7) sont prévus en 2012 pour confirmer la stabilisation possible d'un bain de corium au moyen d'un renoyage par le haut. Toutefois, l'ASN considère que la transposition à l'échelle d'un réacteur n'est pas directe et nécessite l'utilisation de codes de calculs. Il est donc délicat à ce jour de tirer des conclusions complètes sur la situation d'un réacteur. Il convient de poursuivre la R&D et les essais dans ce domaine.

Dans le rapport d'ECS du réacteur EPR de Flamanville, EDF indique que ce réacteur disposera d'un récupérateur de corium permettant son étalement et son refroidissement. Le noyage passif du corium étalé dans le récupérateur et l'évacuation de la puissance résiduelle par le système EVU permettent ainsi d'assurer la protection du radier à long terme. La conception détaillée du système EVU sera étudiée par l'ASN dans le cadre de la mise en service de l'EPR.

Risques d'effets falaise et moyens de mitigation

Dans les rapports ECS, EDF indique que les effets falaises susceptibles de compromettre, sur le parc, le maintien du corium en cuve sont :

- la perte des alimentations électriques à long terme ; la parade est la restauration d'un appoint en cuve par un moyen diversifié (motopompe thermique par exemple) ;
- la non restauration de la fonction recirculation après épuisement des réserves d'eau borée. Ce délai est de plusieurs jours. Une limitation du débit d'injection au strict besoin d'évacuation de la puissance résiduelle ainsi que la réalimentation de la bache PTR en eau borée permettrait d'allonger ce délai.

En situation de perte totale des alimentations électriques (situation H3) de longue durée cumulée avec la perte de l'alimentation en eau des générateurs de vapeur (vidange de la bache ASG), aucun des moyens d'injection actuels ne permettrait de noyer le corium en cuve et dans le puits de cuve. En conséquence des ECS, EDF envisage, pour le parc, le recours à une motopompe thermique permettant l'injection de l'eau de la bache PTR dans le circuit primaire. EDF précise que ce recours sera intégré dans les moyens de la FARN.

Pour le parc, en plus de ces dispositions de prévention, l'examen des parades à la dissémination de produits radioactifs par la « voie eau », c'est-à-dire une potentielle contamination des nappes d'eau souterraines par des rejets radioactifs liquides est en cours. Cette instruction, débutée avant Fukushima dans le cadre de la prolongation de la durée de fonctionnement des réacteurs du parc au-delà de 40 ans,

tient compte de l'avis du Groupe Permanent d'experts qui s'est réuni en juin 2009 sur ce sujet et qui avait été suivi de demandes de l'ASN.

Dans le cadre des évaluations complémentaires de sûreté faisant suite à l'accident de Fukushima, EDF a décidé d'accélérer les études répondant aux demandes de l'ASN par rapport au planning initialement demandé par l'ASN à la suite du GP de 2009. Ces études, spécifiques à chaque site, comportent des études hydrogéologiques fondées sur des mesures in situ et des études de faisabilité de dispositions techniques, de type enceintes géotechniques ou équivalent, visant à retarder le transfert de contamination vers la nappe phréatique. EDF s'est engagée à fournir ces études en 2012 ou 2013 selon les sites. Compte tenu de leurs conditions défavorables en cas de pollution, l'ASN considère que les sites de Fessenheim, Bugey et Civaux sont prioritaires. **L'ASN prescrira à EDF d'accélérer la remise des études hydrogéologiques. En outre, la possibilité d'installation de parades au percement des radiers et à la pollution des sols fait partie des thèmes en cours d'instruction dans le cadre plus général des réexamens décennaux. Dans ce cadre, l'ASN prescrira à EDF de transmettre à l'ASN une étude de faisabilité en vue de la mise en place de dispositifs techniques visant à s'opposer au transfert de contamination radioactive vers la nappe phréatique en cas d'accident grave ayant conduit au percement de la cuve par le corium.**

Pour le cas particulier des réacteurs de Fessenheim, l'épaisseur du radier, égale à 1,5 m, est la plus faible du parc (contre 3 à 4 mètres pour la majorité des réacteurs du parc). Dans la situation actuelle, EDF estime que la durée de percement du radier à la suite d'un accident grave avec fusion du combustible et percement de la cuve pourrait être de l'ordre de la journée dans le pire des cas (dysfonctionnement de tous les systèmes de sauvegarde). En juillet 2011 dans le cadre de la poursuite d'exploitation au-delà de 30 ans du réacteur n°1 de Fessenheim et sans préjudice des conclusions des ECS, l'ASN a prescrit à EDF le renforcement du radier de Fessenheim, avant le 30 juin 2013 afin d'augmenter très fortement sa résistance au corium en cas d'accident grave. Le dossier a été remis par EDF le 9 décembre 2011 et sera examiné par l'ASN en 2012.

6.3.6 Fourniture d'électricité et d'air comprimé pour le fonctionnement des équipements utilisés pour la préservation de l'intégrité du confinement

Le cahier des charges de l'ASN demandait à EDF de se positionner également sur les moyens électriques utilisés par les équipements destinés à la préservation de l'intégrité du confinement des bâtiments réacteurs.

EDF indique dans les rapports ECS qu'un nombre limité de matériels est nécessaire pour maîtriser directement la préservation de l'intégrité du confinement en « accident grave » sur le parc. Ce sont les vannes d'isolement de l'enceinte et la mesure de pression de l'enceinte en gamme large dont l'information permet de définir le moment de l'ouverture éventuelle du filtre U5.

A l'issue des ECS, EDF a décidé de secourir l'alimentation électrique de l'ensemble de ces matériels par un diesel d'ultime secours qui sera ajouté sur chaque réacteur. En attendant la mise en œuvre de cette modification, un secours électrique (groupe électrogène mobile) sera installé par la FARN sauf pour les vannes d'isolement de l'enceinte. Une ITS (Instruction Temporaire de Sûreté) pour demander la fermeture manuelle de ces vannes avant l'entrée dans le GIAG sera proposée par EDF. Ceci est jugé satisfaisant par l'ASN.

6.3.7 Instrumentation requise pour protéger l'intégrité du confinement

La gestion de la pression dans l'enceinte est réalisée par la surveillance de la mesure de pression enceinte en gamme large. Cette surveillance aide à choisir l'instant de l'ouverture du dispositif U5 lorsque la pression dans le bâtiment réacteur dépasse un seuil.

EDF indique dans les rapports d'ECS des réacteurs du parc que la mesure de la pression primaire sur tous les paliers, ainsi que les mesures de pression de l'enceinte en gamme large sur Fessenheim, les paliers CPY et N4 sont secourues électriquement via le turboalternateur LLS. En complément, à l'issue des ECS sur le parc, EDF s'est engagé à réaliser une étude de faisabilité du secours électrique à court terme (inférieur à 24 heures) de la pression de l'enceinte pour les réacteurs du CNPE de Bugey et du palier 1300 MWe à l'échéance de fin 2012.

Dans les rapports d'ECS des réacteurs du parc, EDF précise que dans les situations de perte totale de sources électriques, la mesure de pression dans l'enceinte est perdue. Il est alors possible de se baser sur des abaques de cinétique de la pressurisation de l'enceinte, disponibles pour les différents paliers de réacteur du parc. Dans les situations de perte totale de sources électriques, la tranche ayant perdu tous ses moyens d'injection d'eau sur le cœur, la pressurisation de l'enceinte est lente, l'ouverture du dispositif d'éventage U5 a donc lieu au bout de plusieurs jours. Ce délai peut être mis à profit pour restaurer les sources électriques de la tranche ou mettre en place des moyens mobiles apportés par la FARN.

EDF indique que le diesel d'ultime secours permettra de secourir électriquement l'instrumentation permettant la mise en œuvre de la conduite en accident grave. Ceci est satisfaisant sur le principe. L'ASN examinera la complétude des informations secourues par le DUS sur la base des propositions qui seront faites par EDF pour le noyau dur.

Dans cette attente, l'ASN considère en outre qu'il convient de permettre aux équipes de conduite d'accéder à la mesure de la pression dans l'enceinte et de la pression dans la cuve dès les premières heures en toutes circonstances, sans attendre la FARN. En complément, EDF s'est engagée à garantir, dès les premières heures d'un accident, la disponibilité des mesures de pression primaire et de pression dans l'enceinte, y compris en cas de défaillance du turboalternateur LLS, par la mise en place d'un petit groupe électrogène en attendant la mise en place du diesel d'ultime secours.

En ce qui concerne la robustesse de cette instrumentation, EDF indique dans les rapports d'ECS des réacteurs du parc que celle-ci ne présente pas de risque d'indisponibilité en situation d'inondation mais qu'elle n'est pas classée vis-à-vis du séisme. EDF étudiera sa tenue au séisme en fonction des conclusions qui seront tirées sur le contenu du noyau dur.

Par ailleurs, l'installation d'une instrumentation dédiée à la gestion des accidents graves permettant de détecter la percée de la cuve et de détecter la présence d'hydrogène dans l'enceinte est actuellement prévue dans le cadre des troisièmes visites décennales (VD) pour les réacteurs de 900 MWe et de 1300 MWe et des VD1 pour les réacteurs de 1450 MWe. **Ces éléments sont considérés par l'ASN comme des éléments permettant de faciliter la gestion de la situation par l'exploitant et les pouvoirs publics. L'ASN prescrira une accélération de la mise en place de ces instrumentations, qui devront être redondantes.**

6.3.8 Capacité à gérer plusieurs accidents simultanés de fusion de cœur ou d'endommagement de combustible dans différentes unités du même site

Faisabilité des actions immédiates du GIAG

Dans l'hypothèse d'un événement entraînant de manière simultanée la perte totale des alimentations électriques et des moyens de refroidissement du circuit primaire sur l'ensemble des réacteurs d'un site, l'ASN considère qu'il convient de garantir, pour chaque réacteur, la faisabilité de l'ensemble des actions immédiates prévues par le GIAG, en particulier la dépressurisation du circuit primaire, avec les équipes de conduite et de crise présentes sur le site.

A cet égard, à l'issue des ECS, EDF s'est engagée à étudier l'adéquation des ressources, tant humaines que matérielles, aux activités liées à la mise en œuvre des équipements du noyau dur (dont actions immédiates du Guide d'Intervention en Accident Grave) et des équipements supplémentaires proposés à la suite des ECS.

Les principales étapes de cette étude sont les suivantes :

- recensement des missions à assurer (gestion de crise, conduite des installations...) sur toutes les tranches ;

- recensement des activités à réaliser avec leurs principales caractéristiques de durée, de conditions d'intervention... ;
- prise en compte des dispositifs matériels supplémentaires à mettre en œuvre, avec prise en compte dès leur conception des contraintes liées à leur mise en œuvre ;
- vérification finale de l'adéquation des ressources humaines (nombre et compétences) vis-à-vis de l'ensemble des activités à mener ;
- identification des besoins éventuels de formation complémentaire.

EDF informera l'ASN, fin 2012, de l'avancement de ses travaux, notamment en ce qui concerne le caractère suffisant de l'effectif présent sur le site.

Habitabilité de la salle de commande

La situation considérée sur le parc pour évaluer l'habitabilité de la salle de commande en cas d'accident grave est un scénario de fusion du cœur initié par une perte totale des alimentations électriques, avec ouverture du système de décompression et de filtration de l'enceinte (U5) 24 heures après l'entrée dans le GIAG.

Dans les rapports d'ECS des réacteurs du parc, EDF indique que les études préliminaires actuelles, basées sur des hypothèses pénalisantes (l'injection de soude permettant le maintien en condition basique des puisards du Bâtiment Réacteur n'est pas prise en compte et la ventilation filtration DVC de la salle de commande est supposée hors service), conduisent à éviter une présence permanente d'opérateurs dans les salles de commande dans la période qui suit l'ouverture du système U5 (pendant 24 heures).

En conséquence, à la suite de l'accident survenu sur le site de Fukushima au Japon, parmi les mesures possibles de limitation des conséquences radiologiques, EDF envisage la mise en place d'un système permettant de garantir le caractère basique de l'eau des puisards du Bâtiment Réacteur et de réduire ainsi la quantité maximale d'iode organique susceptible d'être émise lors d'un accident.

De plus, EDF a prévu de renforcer le secours électrique de la ventilation-filtration de la salle de commande (circuit DVC) par le Diesel d'Ultime Secours (DUS). En attendant la mise en œuvre de cette modification, la FARN mettra en œuvre des moyens permettant le secours électrique de ces équipements.

En conclusion, l'ASN considère que tout doit être mis en œuvre pour que l'ouverture du dispositif U5 sur un réacteur n'empêche pas la gestion de l'ensemble des réacteurs du site, en considérant que ces réacteurs peuvent être dans un état plus ou moins dégradé à cet instant et qu'ils doivent donc être gérés. A cet égard, l'évacuation du site, si elle est prolongée, ne permet pas de satisfaire cette demande. EDF s'est engagée à évaluer les débits de dose en salle de commande, dans le BDS et sur le site pour mi-2012, en tenant compte de l'impact des modifications qui seront décidées. L'ASN prendra une prescription à ce sujet.

Sur l'EPR de Flamanville, la ventilation DCL garantit le caractère habitable de la salle de commande. Dans le cas de la situation de PTAE, une période de grâce de 3 jours est disponible pendant laquelle l'atmosphère de la salle de commande demeure respirable. EDF étudie l'apport par la FARN d'une source d'alimentation électrique mobile sous 3 jours. L'instruction technique se poursuivra dans le cadre du dossier de mise en service de l'EPR de Flamanville.

6.3.9 Conclusion sur les dispositions prévues pour maintenir l'intégrité du confinement en cas d'accident grave

Les dispositions prévues pour maintenir l'intégrité du confinement sur le parc reposent en dernier ressort, sur le système d'événage-filtration U5. Le séisme n'étant pas considéré à la conception et lors des réexamens de sûreté comme l'initiateur plausible d'un accident grave, compte-tenu de toutes les mesures de dimensionnement prises sur les structures, systèmes et composants classés de sûreté, les éléments du dispositif U5 hormis la traversée enceinte et les vannes d'isolement ne sont donc pas classés sismiques. Toutefois, EDF précise que le pré-filtre métallique et la tuyauterie à l'intérieur de l'enceinte sont robustes au séisme.

EDF s'est engagée à mener une réflexion globale sur la filtration U5 prenant en compte les points suivants :

- la robustesse du dispositif actuel aux agressions ;
- le filtre commun à une paire de tranche sur le palier 900 MWe ;
- l'impact sur l'habitabilité de la salle de commande, du BDS, sur l'accessibilité du site et sur les conséquences radiologiques de l'ouverture d'U5 ;
- la faisabilité d'une filtration des iodes et des gaz rares ;
- le rôle du dispositif U5 compte tenu des autres dispositions envisageables pour limiter son utilisation ou son rôle.

L'ASN considère que les améliorations proposées, qui répondent au cahier des charges des ECS, doivent être mises en œuvre. Elle prendra une prescription à ce sujet.

Pour ce qui concerne le réacteur EPR de Flamanville dont la conception assure déjà une protection améliorée à l'égard des accidents graves, EDF identifiera, parmi les équipements prévus, ceux relevant du noyau dur pour la prévention et la limitation des conséquences d'un accident grave, en y incluant des systèmes ou équipements permettant de dépressuriser le circuit primaire, d'isoler l'enceinte de confinement et de maîtriser la pression dans l'enceinte. L'ASN prendra une prescription à ce sujet.

Par conception, le réacteur EPR de Flamanville ne dispose pas d'un système d'événage et de filtration de l'enceinte. C'est le système EVU qui a pour rôle l'évacuation de la chaleur de l'enceinte et le contrôle de sa pression, la puissance résiduelle étant évacuée vers la source froide ultime dédiée SRU diversifiée. Pour se prémunir de l'effet falaise en cas de perte totale et prolongée des alimentations électriques, EDF envisage l'ajout d'un dispositif mobile et indépendant d'appoint en eau dans le bâtiment réacteur via les buses de l'aspersion de l'EVU, qui serait mis en œuvre dans un délai de 48 heures après le début de l'accident. Cette disposition permet d'allonger la période de 5 jours, au-delà de laquelle la FARN serait chargée de mettre à disposition un moyen électrique mobile de forte puissance permettant de réalimenter la chaîne EVU/ SRU. L'ASN n'a pas d'objection sur cette disposition complémentaire mais estime qu'EDF peut aller au-delà (voir le paragraphe ci-dessous).

6.3.10 Dispositions envisagées pour renforcer le maintien de l'intégrité du confinement après l'endommagement du combustible

De manière générale sur le parc, pour les équipements permettant de limiter les conséquences d'un accident grave et les rejets radioactifs, le référentiel actuel ne prévoit pas la prise en compte des agressions externes. EDF devra, en réponse à une prescription que formulera l'ASN sur le noyau dur, préciser les matériels du noyau dur (matériels existants et parades complémentaires) de prévention et de limitation des conséquences d'un accident grave. Ces matériels devront être robustes aux agressions, au-delà du niveau actuel des aléas pris en compte pour les installations. Ceci s'applique notamment, sur le parc, aux recombineurs d'hydrogène et au dispositif U5.

Par ailleurs, pour le parc, compte tenu de l'effet falaise sur les conséquences d'une fusion du cœur d'un réacteur pour lequel l'enceinte de confinement serait préalablement ouverte, EDF s'est engagée à l'issue des ECS à étudier la faisabilité de dispositions permettant de garantir le délai de fermeture du tampon matériel (TAM) en cas de perte totale des alimentations électriques.

Concernant l'EPR, en complément des dispositions prévues pour maintenir l'intégrité du confinement, considérant qu'une source froide pourrait ne pas être restaurée de manière certaine dans le cadre des scénarios envisagés par les ECS, l'ASN demandera à EDF d'identifier les systèmes existants ou supplémentaires devant faire partie du noyau dur pour assurer la maîtrise de la pression dans l'enceinte de confinement en cas d'accident grave et d'effectuer une étude des avantages et inconvénients des différents systèmes possibles.

Pour ce qui concerne la tenue aux agressions des matériels AG de l'EPR, les systèmes participant directement à l'évacuation de la chaleur et donc au maintien de l'intégrité du confinement ont un classement de sûreté sismique SC1⁵¹. Dans le rapport ECS de l'EPR de Flamanville, EDF indique que ces équipements présentent une robustesse pour des niveaux de séisme au-delà de leur dimensionnement. EDF transmettra à l'ASN, dans le cadre de l'instruction de la mise en service de l'EPR de Flamanville, la démonstration de la robustesse des équipements du noyau dur.

6.4 Dispositions pour limiter les rejets radioactifs en cas d'accident grave

6.4.1 Rejets radioactifs après perte de l'intégrité du confinement

Dans le cahier des charges des ECS, l'ASN a demandé à EDF d'aborder les dispositions prévues pour limiter les rejets radioactifs des installations en cas d'accident grave.

Dans les rapports d'ECS des réacteurs du parc, EDF indique que le dispositif d'éventage-filtration U5, bien que réservé à la sauvegarde ultime de l'enceinte de confinement et vis-à-vis duquel toutes les parades sont dimensionnées pour éviter son ouverture, permet, après le passage du panache gazeux induit par son ouverture, de limiter les conséquences radiologiques à l'extérieur du site. En effet, grâce à la filtration efficace des produits à vie longue que constituent les aérosols comme le césium 137 dont la période radioactive est d'environ 30 ans, les conséquences radiologiques à long terme de l'ouverture d'U5 sont limitées. En cas d'ouverture du dispositif U5, les mesures de protection de la population durant la phase d'urgence radiologique seraient déployées autour du site nucléaire.

Pour l'EPR de Flamanville, EDF indique dans le rapport ECS que l'accident de fusion du cœur, fait partie du dimensionnement de l'EPR et répond à de fortes exigences. Les objectifs radiologiques associés à un accident grave sont que, dans ces situations, seules des mesures de protection très limitées dans l'espace et dans le temps doivent être nécessaires : mise à l'abri limitée des populations, pas de nécessité d'évacuation d'urgence au-delà du voisinage immédiat de l'installation, pas de relogement permanent, pas de restrictions à long terme sur la consommation de produits alimentaires (conformément aux directives techniques applicables à l'EPR). Des équipements et dispositifs spécifiques à la gestion d'un accident grave (par exemple le noyage passif du corium à la suite de son étalement dans la zone prévue à cet effet et le système EVU pour le contrôle de la pression de l'enceinte) ont ainsi été définis à la conception de l'EPR. Dans les rapports ECS, EDF a étudié de manière déterministe une situation de cumul de défaillances conduisant à la perte totale des diesels SBO. En supposant l'indisponibilité de l'injection de soude et l'arrêt des systèmes de ventilation et de filtration pendant 24 heures, l'augmentation de la dose efficace pour la population resterait limitée, mais cette situation entraînerait un niveau de rejet en iode qui nécessiterait le déploiement de mesures de protection de la population durant la phase d'urgence radiologique, comme la distribution de comprimés d'iode stable. EDF a indiqué qu'il étudiait la possibilité de rendre basique l'eau de l'IRWST y compris en situation de perte totale des alimentations électriques.

⁵¹ Les exigences pour la classe sismique 1 sont, dans la mesure où elles sont requises, l'opérabilité pendant ou après séisme, la capacité fonctionnelle, l'intégrité et la stabilité.

6.4.2 Gestion de l'accident après découverte du sommet du combustible en piscine

Dans le cadre des ECS, l'ASN a demandé à EDF de « décrire les mesures de gestion des conséquences de la perte de la fonction de refroidissement de l'eau de la piscine ou tout autre entreposage du combustible (les indications suivantes portent sur l'entreposage du combustible) :

- A vant et après la perte d'une protection appropriée contre les radiations ;
- A vant et après le découverture du sommet du combustible en piscine ;
- A vant et après un grave endommagement du combustible dans l'entreposage. »

L'approche retenue par EDF dans ses évaluations complémentaires de la sûreté relative aux piscines de désactivation est d'examiner les conséquences d'une agression naturelle majeure sur les systèmes pouvant assurer l'évacuation de la puissance résiduelle du combustible entreposé en piscine, en examinant les conséquences de la perte de la source froide ou des alimentations électriques (voir § 5).

EDF n'a toutefois pas étudié dans ses rapports relatifs aux ECS les conséquences possibles d'une perte d'intégrité des piscines du bâtiment combustible ou du bâtiment réacteur, ainsi que des circuits qui y sont connectés. Or, l'ASN constate que les agressions naturelles à retenir dans le cadre des ECS peuvent induire des risques autres que des pertes de sources électriques ou de sources froides, tels que :

- les risques de déformation des racks d'entreposage ;
- les risques de chute de charges ;
- l'ébranlement des structures de génie civil soutenant la piscine de désactivation ;
- une brèche sur une tuyauterie ou une enveloppe d'étanchéité connectée à la piscine ;
- la perte d'intégrité d'une porte ou d'un batardeau.

Ces risques ont fait l'objet d'une analyse par l'IRSN lors de l'instruction préalable à la réunion des groupes permanents de novembre 2011. L'analyse a porté en particulier sur l'évaluation des lignes de défense existantes ou envisageables pour éviter le découverture d'assemblages de combustible et la fusion du combustible dans le bâtiment combustible.

Dans cette optique, afin de limiter les risques de vidange accidentelle de la piscine d'entreposage du combustible, plusieurs améliorations des dispositions matérielles et organisationnelles ont été évoquées pour les réacteurs du parc en exploitation :

- le doublement du diamètre des dispositifs casse-siphon sur la ligne de refoulement du circuit PTR ;
- l'automatisation de l'isolement de la ligne d'aspiration du circuit de refroidissement.

L'ASN considère que les améliorations proposées, qui répondent au cahier des charges des ECS, doivent être mises en œuvre. L'ASN va prendre des prescriptions techniques relatives à la mise en œuvre de ces modifications matérielles sur l'ensemble du parc en exploitation, la conception de l'EPR comportant déjà des dispositions efficaces vis-à-vis de ces risques.

Les centrales de Bugey et Fessenheim présentent un risque particulier d'endommagement de la piscine en cas de chute d'un emballage de transport de combustible : en effet, dans ces centrales, contrairement aux autres, il n'existe pas, entre les zones de manutention et la piscine du bâtiment combustible, de joint permettant de désolidariser la partie du BK soutenant la piscine de la zone de manutention de charges lourdes et d'éviter toute transmission d'efforts lors de la chute d'un emballage.

L'ASN considère qu'EDF doit présenter une étude des dispositions complémentaires envisageables pour prévenir ou limiter des conséquences d'un accident de chute d'emballage dans le bâtiment combustible, en intégrant les situations extrêmes étudiées dans le cadre des ECS. L'ASN prendra une prescription à ce sujet.

L'ASN considère par ailleurs que les dispositions actuelles concernant le tube de transfert et la repose d'un assemblage en cours de manutention en position sûre doivent faire l'objet d'études approfondies par EDF.

Concernant le tube de transfert sur le parc en exploitation, l'analyse des rapports d'ECS a montré que, pour les paliers CP0, CPY et 1300 MWe, les marges à la rupture du tube de transfert pour des contraintes sismiques allant au-delà du séisme de dimensionnement pourraient être limitées. De plus, le tube de transfert est difficilement inspectable. La démonstration du caractère pratiquement exclu d'une brèche du tube est donc difficile à établir.

En conséquence, l'ASN considère qu'EDF doit étudier des modifications matérielles ou des conditions d'exploitation pour prévenir le dénoyage d'un assemblage en cours de manutention en cas de brèche du tube transfert. EDF doit de plus étudier la possibilité de modifications permettant de limiter la baisse de l'inventaire en eau des piscines des bâtiments réacteur et combustible. L'ASN prendra une prescription à ce sujet.

Dans le cas de l'EPR, la conception des bâtiments réacteur et combustible, qui reposent sur un radier commun, limite les déplacements différentiels, ce qui permettrait d'envisager la réalisation d'une seconde barrière de confinement autour du tube de transfert, de manière à prévenir le risque de dénoyage d'un assemblage en cours de manutention. Cette thématique est en cours d'instruction dans le cadre de l'instruction de la conception détaillée de Flamanville 3, au titre des situations pratiquement éliminées listées par le décret d'autorisation de création de l'installation.

Dans le cadre de l'analyse des rapports ECS, EDF a indiqué qu'elle n'envisageait pas, pour des raisons techniques jugées rédhibitoires, de mettre en place un dispositif de dépose automatique d'un assemblage combustible en position sûre, lorsque les conditions d'ambiance ne permettent plus l'accès aux locaux.

EDF privilégie la sécurisation de l'assemblage combustible par les opérateurs présents dans le bâtiment réacteur ou dans le bâtiment combustible, en prévoyant les dispositions matérielles et organisationnelles leur permettant de le faire, alors que les conditions d'ambiance sont encore acceptables. L'objectif visé est que cette sécurisation puisse être réalisée dans un délai inférieur à deux heures.

L'ASN considère qu'EDF doit continuer à mener des études et rechercher des solutions pour palier les difficultés évoquées plus haut, rechercher des dispositions techniques dans le cadre de la prévention du risque de dénoyage d'un assemblage combustible et faire en sorte que l'assemblage en cours de manutention soit reposé au plus tôt lorsque les conditions d'ambiance permettent encore un accès aux locaux. L'ASN prendra une prescription à ce sujet.

Gestion de l'hydrogène

A la suite de l'accident de Fukushima, l'ASN a demandé à EDF d'examiner les risques liés à l'accumulation d'hydrogène dans les bâtiments autres que l'enceinte de confinement, en particulier le bâtiment combustible. L'ASN a en particulier demandé à EDF d'identifier :

- les phénomènes pouvant générer de l'hydrogène (radiolyse, réactions zirconium/vapeur d'eau) ;
- les accumulations possibles d'hydrogène ;
- les moyens mis en œuvre pour la prévention des déflagrations ou détonations d'hydrogène.

Dans le cadre des ECS, EDF indique que la présence d'assemblages combustibles dans la piscine BK peut conduire à la production d'hydrogène en fonctionnement normal par radiolyse de l'eau et qu'une analyse complémentaire est engagée pour évaluer un éventuel risque en l'absence de ventilation.

EDF indique également que l'oxydation des gaines par la vapeur d'eau, conduirait à produire de l'hydrogène en quantité suffisamment importante pour dépasser le seuil d'inflammabilité, mais que compte-tenu des moyens mis en œuvre pour éviter le découverture des assemblages combustible, le risque de production d'hydrogène par oxydation des gaines de zirconium est écarté.

EDF propose donc de compléter avant fin 2012 ses études thermo-hydrauliques de la piscine d'entreposage du combustible en prenant en compte le comportement différencié des différentes zones de la piscine de désactivation. En concordance avec les études sur le risque hydrogène, des dispositions particulières pourraient devoir être mises en œuvre en fonction du résultat de ces études, telles que la mise en place de recombineurs auto-catalytiques passifs dans le bâtiment combustible. Ces études portent sur le parc et sur l'EPR.

L'ASN juge ces études nécessaires afin de déterminer les dispositions matérielles et organisationnelles qui pourraient être mises en œuvre sur le parc en exploitation et sur l'EPR, telles la mise en place de recombineurs auto-catalytiques passifs dans le bâtiment combustible. L'ASN prendra une prescription à ce sujet.

Protection contre les rayonnements

L'ASN a demandé à EDF d'examiner la situation actuelle et les mesures de gestions existantes et les mesures complémentaires, concernant la protection contre le niveau de radiation qui pourrait être atteint.

Dans les rapports d'ECS, EDF estime qu'une hauteur d'eau supérieure à 1,5 m au-dessus des assemblages combustibles suffit à assurer une protection contre les rayonnements compatible avec une intervention humaine, mais que compte tenu de la vapeur générée par l'échauffement de l'eau de la piscine, cette intervention s'effectuerait dans des conditions d'ambiance dégradée.

EDF estime cependant que dans le cas où la hauteur d'eau serait inférieure à cette valeur, les épaisseurs des voiles béton seraient suffisantes pour maintenir des débits d'équivalent de dose à des valeurs compatibles avec des interventions humaines dans les locaux adjacents, même si les conditions d'ambiance ne permettaient plus l'accès aux locaux de la piscine BK.

Malgré tout, les actions préparatoires à un appoint en eau de la piscine de désactivation seraient réalisées de façon précoce, alors que les conditions d'ambiance ne seraient pas encore dégradées. Les actions de mise en service/ arrêt de l'appoint ne nécessiteraient pas par la suite de pénétrer dans le hall piscine ou dans un local adjacent.

Pour le parc en exploitation, à l'extérieur du bâtiment combustible, le rayonnement des assemblages induit par effet de ciel génère des débits de dose croissants avec la baisse du niveau d'eau. Dans les rapports relatifs aux ECS, EDF précise qu'il étudie ce phénomène (qui correspond à un phénomène de diffusion du rayonnement gamma par l'atmosphère) et donne ses premières estimations de débit de dose à 20 mètres du bâtiment combustible de l'ordre de 1 mSv/h.

Pour l'EPR, la coque avion qui recouvre le bâtiment combustible présente une épaisseur de béton suffisante (180 cm) pour garantir l'absence de débits de dose induits par « effet de ciel » à l'extérieur du bâtiment.

L'ASN considère que l'accident de Fukushima a mis en exergue les difficultés qui pouvaient être induites pour la gestion d'un accident dès lors que l'inventaire en eau dans une piscine de désactivation serait réduit. Il apparaît ainsi nécessaire qu'EDF soit en capacité de gérer une situation se dégradant dans une piscine combustible le plus longtemps possible.

Compte-tenu de ce constat, EDF propose de compléter les études d'ambiances radiologiques déjà réalisées en développant son analyse des niveaux de dose susceptibles d'être reçus par les intervenants, induits par un inventaire en eau réduit au dessus des assemblages combustibles et un état diphasique dans la piscine d'entreposage du combustible.

L'ASN considère cette démarche satisfaisante et va formuler une prescription technique portant sur ce sujet.

Mitigation des rejets après fusion du combustible

Dans les ECS, EDF ne décrit pas de moyens de mitigation des rejets après fusion du combustible en piscine de combustible.

Le dimensionnement du confinement du bâtiment combustible a été effectué en prenant en compte la chute et la rupture d'un assemblage de combustible lors de sa manutention sous eau dans la piscine de désactivation. Les éléments non retenus par l'eau de la piscine combustible seront captés par le système de ventilation du hall piscine DVK et filtrés par des filtres et des pièges à iode.

Dans le cas d'un accident par perte de refroidissement en piscine, la perte de refroidissement engendrera l'ébullition de l'eau qu'elle contient. Le confinement dynamique ne serait alors plus efficace, la filtration par le système DVK n'étant pas efficace en présence de la vapeur d'eau dégagée par l'ébullition de la piscine de combustible. De plus, le bâtiment combustible est constitué d'un toit en bardage métallique et de voile béton de faible épaisseur (environ 30 cm), sur l'ensemble du parc en exploitation et sur l'EPR. Le bâtiment combustible n'est donc pas conçu pour assurer un confinement statique en cas d'augmentation de pression liée à un dégagement de vapeur consécutif à une ébullition de la piscine de combustible.

Compte tenu de la difficulté, voire de l'impossibilité, de la mise en place de moyens efficaces de limitation des conséquences d'un dénoyage prolongé des assemblages combustibles, l'ASN imposera à EDF des prescriptions pour renforcer les mesures de prévention et la robustesse de l'installation pour limiter la possibilité d'un tel accident, afin de maintenir ce risque dans le domaine résiduel (cf. plus haut).

Instrumentation nécessaire pour la gestion de l'accident

Dans le cadre des ECS, l'ASN a demandé à EDF d'analyser, en cas d'accident grave, l'adéquation et la disponibilité de l'instrumentation requise pour suivre les paramètres de la piscine de désactivation.

Sur le parc en exploitation et sur l'EPR, EDF propose d'étudier les dispositions à prendre afin de renforcer la robustesse de l'instrumentation en piscine (température de l'eau, niveau d'eau, débit de dose dans le hall) pour assurer la gestion de la situation et notamment la gestion de l'appoint.

L'ASN considère que de telles modifications sont essentielles afin de garantir une bonne connaissance de l'état de l'installation durant un accident grave. Par ailleurs, la mise en œuvre de telles modifications ne présente pas de difficultés notoires et doit donc être effectuée au plus vite. L'ASN formulera une prescription technique portant sur ce sujet.

Disponibilité et habitabilité de la salle de commande

L'ASN a demandé à EDF, dans le cas d'un accident en piscine combustible, d'évaluer l'adéquation des mesures de gestion existantes, y compris les guides de gestion des accidents graves et les possibles mesures complémentaires. La disponibilité et l'habitabilité de la salle de commande faisaient partie des points particuliers à examiner par EDF.

Dans les rapports d'ECS, l'analyse d'EDF conclut que les rejets dans l'environnement en cas d'ébullition de la piscine de stockage BK, sans dégradation des assemblages de combustible, restent inférieurs aux rejets relatifs à l'accident de perte de réfrigérant primaire (APRP) de catégorie 4 du référentiel. Par conséquent, l'habitabilité de la salle de commande reste garantie, pour l'accident de perte de refroidissement, ou de perte d'inventaire en eau de la piscine BK.

Comme indiqué plus haut, un accident entraînant la dégradation d'assemblages de combustible consécutive à leur découverture en piscine BK pourrait entraîner des rejets importants dans le bâtiment combustible vis-à-vis desquels la mise en place de moyens efficaces de mitigation est difficile, voire impossible.

A la suite des ECS, EDF va étudier la faisabilité, sur le parc et sur l'EPR, de déporter les commandes du système d'appoint dans des locaux totalement préservés de la propagation de vapeur et d'améliorer le fonctionnement de l'exutoire vapeur. L'ASN considère que cette démarche est pertinente.

6.4.3 Conclusion sur les dispositions prévues pour limiter les rejets radioactifs en cas d'accident grave

Dans le cahier des charges des ECS, l'ASN a demandé à EDF d'aborder les dispositions d'amélioration envisageables pour limiter les rejets radioactifs.

A la suite des ECS, EDF étudiera les modifications nécessaires pour assurer systématiquement un pH basique des puisards sur les réacteurs du parc en cas de fusion du cœur afin de limiter les rejets en iode et permettre de diminuer encore l'impact à court-terme sur le site et sur les populations en situation d'accident grave.

En outre, l'ASN prescrira à EDF de réaliser une étude détaillée sur les possibilités d'amélioration du dispositif d'éventage filtration U5, en prenant en compte la robustesse aux agressions, l'efficacité de la filtration en cas d'utilisation simultanée sur deux réacteurs, l'amélioration de la filtration des produits de fission en particulier des iodures et les conséquences radiologiques de l'ouverture, notamment sur l'accessibilité du site, des locaux de crise et de la salle de commande.

A l'issue de l'ECS du réacteur EPR, l'ASN considère que la conception de ce réacteur EPR assure déjà une protection améliorée à l'égard des accidents graves. EDF devra identifier, parmi les équipements prévus, ceux relevant du noyau dur pour la prévention et la limitation des conséquences d'un accident grave, en y incluant des systèmes ou équipements permettant de dépressuriser le circuit primaire, d'isoler l'enceinte de confinement et de maîtriser la pression dans l'enceinte. L'ASN prendra une prescription à ce sujet.

L'ASN note par ailleurs l'engagement d'EDF d'étudier la faisabilité de la mise en place d'un système permettant de garantir, en situation de perte totale des alimentations électriques, le caractère basique de l'eau du réservoir IRWST. EDF s'est engagée à réaliser une étude de faisabilité pour mi-2012.

7. Conditions de recours aux entreprises prestataires (hors champ des Tests de résistance européens)

L'accident de Fukushima a montré que la capacité de l'exploitant et, le cas échéant, de ses prestataires à s'organiser pour travailler en condition d'accident grave est un élément essentiel de la maîtrise de telles situations. Cette capacité à s'organiser est également un élément essentiel dans la maintenance des installations, la qualité de leur exploitation et ainsi dans la prévention des accidents. Ainsi, les conditions de recours à la sous-traitance revêtent une importance particulière et doivent permettre à l'exploitant de conserver l'entière maîtrise et la responsabilité de la sûreté de son installation. Cette importance a également été soulignée par les parties prenantes, notamment le HCTISN, dès le début du processus de rédaction du cahier des charges de l'ASN pour les ECS. Le cahier des charges de l'ASN demandait donc aux exploitants d'analyser les conditions de recours aux entreprises prestataires.

Au-delà, et d'une manière générale, l'ASN considère que la prise en compte des facteurs socio-organisationnels et humains dans la démarche de sûreté est fondamentale et cet aspect est pris en compte aussi bien dans le cadre des contrôles menés par l'ASN qu'à l'occasion des réexamens de sûreté des installations. Le retour d'expérience tiré de l'accident de Fukushima sera également pris en compte dans ce cadre. Forte de sa compétence en matière de contrôle du droit du travail en sus de celui de la sûreté nucléaire, l'ASN a d'ores et déjà engagé une campagne d'inspections ciblées sur la thématique de la sous-traitance des activités au sein des centrales nucléaires d'EDF. Ces inspections, effectuées par des équipes composées d'inspecteurs du travail et de la sûreté nucléaire, seront poursuivies en 2012 et élargies aux installations nucléaires d'autres exploitants, en collaboration avec le ministère chargé du travail.

L'ASN avait déjà prévu d'approfondir l'examen des conditions de recours à la sous-traitance dans les centrales nucléaires d'EDF dans le cadre de deux réunions prévues du groupe permanents d'experts pour les réacteurs nucléaires : l'une portant sur le management de la sûreté et la radioprotection lors des arrêts de réacteur, l'autre spécifique à l'examen de la maîtrise des activités sous-traitées. Les demandes complémentaires formulées par l'ASN à la suite des ECS sur les points qui, compte tenu du temps imparti pour ces évaluations, n'auraient pas été suffisamment développés dans les rapports d'EDF seront notamment examinées dans le cadre de cet examen approfondi pour lequel l'ASN sollicite l'expertise de l'IRSN et l'avis du groupe permanent d'experts pour les réacteurs nucléaires.

7.1 Champ des activités concernées par la sous-traitance

Le cahier des charges de l'ASN pour les ECS demande de décrire et de justifier le champ des activités concernées par la sous-traitance et de montrer que ce champ est compatible avec la pleine responsabilité d'exploitant en matière de sûreté nucléaire et de radioprotection.

Dans les rapports ECS, EDF définit l'entreprise prestataire comme l'entreprise titulaire d'un marché et un sous-traitant comme une personne physique ou morale qui s'est vu confier par l'entreprise prestataire une partie du marché conclu avec le maître d'ouvrage (en l'occurrence EDF). Pour EDF, un intervenant prestataire ou un prestataire, désigne un salarié d'une entreprise à tout niveau de sous-traitance (entreprise prestataire ou sous-traitant).

EDF annonce que les activités sous-traitées mobilisent annuellement environ 20 000 salariés extérieurs, dont 18 000 interviennent en zone contrôlée⁵², 5 000 à un niveau local et 15 000 à un niveau régional ou national. Les travailleurs intérimaires et en contrat à durée déterminée (CDD) représentent 15 % des intervenants extérieurs en zone contrôlée. 6 à 7 % du nombre total des intervenants sont étrangers, soit environ 1 200 travailleurs.

Ces 20 000 salariés d'entreprises extérieures viennent en renfort de 10 000 salariés internes à EDF, qui assurent la maintenance quotidienne, la préparation, le pilotage et la vérification de la bonne exécution des interventions durant les arrêts de réacteurs.

⁵² Au sens de l'article R.4451-18 du code du travail

EDF explique que les activités sous-traitées répondent à des besoins de recourir à des compétences rares et à une main d'œuvre spécialisée, ainsi qu'aux pics d'activité et à la forte saisonnalité inhérents aux arrêts de réacteur. Ces besoins en matière d'activités sous-traitées à des entreprises prestataires concernent, sur le parc électronucléaire en exploitation, les travaux de maintenance, mais aussi par exemple, des activités de « sécurité radioprotection » et des activités « d'ingénierie conseil ». Ainsi, la répartition des salariés prestataires en fonction des corps de métiers sous-traités par EDF en 2010 était :

- Logistique nucléaire : 18 %,
- Mécanique machines tournantes : 18 %,
- Automatismes électricité : 16 %,
- Contrôles et examens non destructifs : 7 %,
- Chaudronnerie tuyauterie : 7 %,
- Calorifuge-échafaudages : 7 %,
- Génie civil : 7 %,
- Robinetterie : 5 %,
- Soudage : 5 %,
- Sécurité radioprotection : 4 %,
- Ingénierie conseil : 4 %,
- Ventilation-climatisation : 1 %,
- Audit conseil : 1 %.

L'expertise des entreprises prestataires relevait donc, en 2010, majoritairement du domaine des opérations de maintenance.

L'ASN considère que les éléments présentés par EDF sont incomplets. EDF ne précise pas si les données chiffrées précitées concernent uniquement le parc ou aussi les services nationaux (par exemple, le 4 % « Ingénierie Conseil » recouvre-t-il les besoins des services centraux ?) et ne définit pas les catégories de métiers présentées (par exemple, que recouvre la catégorie « Logistique Nucléaire »?). Par ailleurs, il conviendrait que ces données soient complétées par l'évaluation de la proportion de salariés extérieurs pour chaque corps de métier identifié. Cette information permettrait de savoir, par exemple, si les activités de « Robinetterie » sont ou ne sont pas principalement effectuées par des entreprises prestataires.

Par ailleurs, l'ASN considère que la justification d'EDF sur le recours à la sous-traitance pour les activités de maintenance et les autres activités, en particulier lors des périodes d'arrêt de réacteur, n'apporte pas la démonstration que les différentes périodes d'arrêt de réacteur qui ont lieu au cours de l'année sur chacun des CNPE engendrent au total des surcroûts saisonniers qui justifieraient le recours à la sous-traitance.

Enfin, le recours à la sous-traitance pose la question du maintien des compétences internes au sein de l'organisation de l'exploitant, en particulier dans un contexte de prolongation éventuelle de la durée d'exploitation des installations nucléaires existantes et de renouvellement important des effectifs. La décision d'EDF d'externaliser une partie de l'activité effectuée par les métiers précités ne doit pas engendrer une situation où l'exploitant n'aurait plus l'entière maîtrise de la planification ou de la qualité des interventions réalisées, ce qui serait incompatible avec la responsabilité qu'il assume de la sûreté de son installation. EDF mentionne d'ailleurs un « risque de perte de maîtrise d'ouvrage », identifié dans certains domaines importants pour la sûreté, tels que la « Robinetterie » ou les opérations de « Tuyauterie-soudage », ce qui explique la décision qu'elle annonce dans ses rapports ECS de ré-internaliser 200 robinetiers. Pour autant, EDF ne précise pas les dispositions générales mises en œuvre pour limiter les risques de perte des compétences nécessaires au contrôle des activités sous-traitées.

Pour conclure, l'ASN considère qu'EDF n'a pas suffisamment démontré que le champ des activités sous-traitées, à la fois en termes de types d'activités considérés et en termes de compétences internes préservées, est compatible avec la pleine responsabilité d'exploitant en matière de sûreté et de radioprotection. L'ASN va donc demander à EDF de compléter les informations fournies dans les rapports ECS, afin de clarifier le lien entre la sous-traitance et l'exercice de sa responsabilité d'exploitant. Ces éléments viendront alimenter les évaluations faites par l'IRSN et le Groupe permanent d'experts pour les réacteurs nucléaires (GPR), à la demande de l'ASN, sur la thématique de la maîtrise de la sous-traitance.

7.2 Gestion des activités sous-traitées

7.2.1 Modalités de choix des prestataires

Le cahier des charges de l'ASN pour les ECS demande de décrire les modalités de choix des prestataires : exigence en matière de qualification des entreprises prestataires (notamment la formation des agents à la sûreté nucléaire et à la radioprotection), formalisation des cahiers des charges et types de contrats, modalités de passation des marchés, dispositions prises pour permettre aux entreprises sous-traitantes et à leurs salariés d'avoir une visibilité à moyen terme de leur activité.

Dans les rapports ECS, EDF expose plusieurs conditions intervenant dans la sélection des entreprises prestataires pour l'obtention d'un marché :

- La qualification des entreprises prestataires (uniquement le premier rang de sous-traitance), délivrée à la suite d'une évaluation du savoir-faire technique (analyse d'un « dossier d'examen d'aptitude ») et de l'organisation (audit de la société). L'arrêté du 10 août 1984⁵³ stipule que l'exploitant doit mettre en place un système de qualification pour les personnes et les moyens techniques participant à la réalisation d'une activité concernée par la qualité. L'ASN note que la qualification des entreprises prestataires par EDF ne s'étend pas aux sous-traitants de l'entreprise prestataire, mais couvre l'évaluation du dispositif de surveillance des sous-traitants par le prestataire. La qualification est délivrée pour une durée de 3 ans, mais peut être remise en cause à tout moment, notamment sur la base de l'analyse des fiches d'évaluation des prestataires (FEP, voir § 7.2.3). Les sanctions envisageables sont la mise en surveillance renforcée, la suspension de qualification et le retrait de qualification. En 2010, 80 audits de chantier ont été réalisés par l'instance de qualification, 86 % des entreprises prestataires ont fait l'objet a minima d'une FEP et 5 803 FEP relatives aux interventions sur site ont été émises, pour 499 entreprises prestataires de service qualifiées.
- La capacité socio-économique de l'entreprise sélectionnée, et notamment son respect de l'accord sur la sous-traitance socialement responsable et de la Charte de progrès de développement durable.
- La réalisation effective de formations sur la sûreté nucléaire et la radioprotection de la part des salariés d'entreprises prestataires (de tout rang). EDF indique que trois à quatre cursus de formation doivent être suivis par tout intervenant extérieur devant travailler en zone nucléaire et ce, quel que soit son métier (Formations « perfectionnement en radioprotection » (1 à 5 jours), « prévention des risques » (5 jours), « Habilitation nucléaire » (1 à 3 jours), « Qualité sûreté prestataires » (5 jours)). EDF précise que la réalisation effective du cursus est vérifiée lors des formalités d'accès sur les sites et que le contrôle des connaissances est réalisé par des organismes de formation extérieurs à EDF, audités par EDF (et le CEFRI⁵⁴ dans le cas des formations liées à la radioprotection).
- La notion de « mieux-disance ». Le jugement des offres proposées par les candidats aux marchés de maintenance s'effectue en fonction de la notion « d'offre économiquement la plus avantageuse », c'est-à-dire que certains critères non liés au prix sont considérés par EDF. EDF précise notamment que « la part des critères non liés au prix dans le jugement des offres peut ainsi aujourd'hui atteindre 20 %, dont la moitié sur des critères liés aux conditions de travail et à l'environnement social des prestations. ».

Enfin, EDF évoque la mise en place d'un système de bonus pour donner une marge plus importante aux entreprises ayant concouru à l'atteinte de ses objectifs, pouvant atteindre 5 % du montant du marché. Le système de bonus est fondé pour moitié sur des critères collectifs liés aux résultats du site (durée de l'arrêt, dosimétrie, déclenchement des portiques C3) et pour moitié sur des critères individuels (obtention d'une fiche d'évaluation satisfaisante notée A). EDF affiche aussi la volonté d'augmenter la durée moyenne des marchés de maintenance sur site, qui est passée de 3 ans en 2000, à 5 ans en 2010.

⁵³ Arrêté du 10 août 1984 relatif à la qualité de la conception, de la construction et de l'exploitation des installations nucléaires de base

⁵⁴ CEFRI : Comité français de certification des entreprises pour la formation et le suivi du personnel travaillant sous rayonnements ionisants

L'ASN considère qu'il manque des informations dans les rapports ECS sur la fréquence d'application et les modalités de suivis des sanctions imputées aux entreprises prestataires contrôlées et sanctionnées. L'ASN demandera à EDF de compléter les rapports ECS.

L'ASN considère qu'il serait opportun d'étudier si les salariés des entreprises extérieures bénéficient effectivement du même niveau de formation que les agents EDF, en particulier sur les risques potentiels pour la santé à la suite de l'exposition aux rayonnements ionisants, et l'impact éventuel de la situation en la matière sur la sécurité, la sûreté et la qualité des interventions.

Enfin, l'ASN considère que les conséquences de la politique d'achat d'EDF sur les conditions de travail, la sûreté, la qualité et l'application des lois sociales devront être appréciées de manière plus objective. Se pose notamment la question du poids réel accordé aux critères de « mieux-disance » dans le processus de passation des marchés qui, bien que présentés de manière explicites dans les rapports ECS, ne sont étayés par aucune donnée chiffrée.

L'ASN demandera à EDF de compléter les informations transmises sur les modalités de choix des prestataires et leurs effets sur la sûreté.

7.2.2 Dispositions prises pour permettre des conditions d'intervention satisfaisantes pour les entreprises prestataires

Dans son cahier des charges, l'ASN demande de décrire les dispositions prises pour permettre des conditions d'intervention satisfaisantes pour les entreprises prestataires et de décrire l'organisation mise en œuvre pour la radioprotection des intervenants.

Dans les rapports ECS, EDF indique que les conditions d'intervention des entreprises prestataires sont formalisées à travers, tout d'abord, le projet « Mettre en Œuvre une Politique Industrielle Attractive » (MOPIA), destiné à renforcer l'attractivité d'EDF pour les intervenants. Lancé en 2008, le projet MOPIA intègre l'ensemble du périmètre allant de la politique industrielle (choix de sous-traiter, définition des besoins, gestion des panels, etc.) jusqu'aux relations avec les prestataires (aspects sociaux, qualité de vie sur les sites, etc.), en passant par le domaine des achats (stratégie de choix, types de contrat, etc.). Plus précisément, selon EDF, le projet MOPIA « porte essentiellement sur les thèmes suivants : passer des contrats innovants donnant plus de poids à la « mieux-disance » et intégrant un système de bonus significatif ; aider les entreprises à renouveler et à développer les compétences de leurs salariés ; améliorer la qualité des interventions ; continuer à améliorer les résultats en matière de sécurité ; améliorer encore la qualité de vie des intervenants sur les sites nucléaires. ». Le projet MOPIA s'inscrit dans la continuité de la « Charte de Progrès et de Développement Durable », signée en janvier 2004 par 13 organisations professionnelles, qui formalise les conditions d'intervention des entreprises prestataires. Cette charte « engage les signataires dans les domaines suivants : le développement du professionnalisme des intervenants ; un même suivi sanitaire, même formation sûreté nucléaire, même formation prévention des risques et recyclage entre prestataires et personnels EDF ; la transparence de l'appel aux prestataires ; l'amélioration de la visibilité des plans de charge ; la réduction de la dosimétrie individuelle et collective ; l'amélioration de la prévention des risques ; l'amélioration des conditions de travail et des conditions de séjour autour des sites ; la propreté et le respect de l'environnement. ». Par la suite, la Direction d'EDF et trois organisations syndicales ont signé en octobre 2006 un accord sur « la sous-traitance socialement responsable ».

Dans les rapports ECS, EDF détaille une série d'actions mises en œuvre depuis 2006, pour faciliter la vie des intervenants prestataires sur les sites, tels que la mise à disposition gratuite de prestations de conciergerie, la mise à disposition de vestiaires et équipements sanitaires et des services de transport par car des agents EDF, un accès wifi à internet, etc. Depuis 2000, la satisfaction des prestataires est mesurée par un baromètre, qui fait apparaître, sur les 5 dernières années, une satisfaction élevée sur des critères tels que « la qualité de l'accueil », « la qualité de l'hébergement », « la rigueur en matière de sécurité » et « la qualité de la propreté radiologique ». EDF mentionne également des sujets d'insatisfaction, notamment « la perte de temps » et « l'information sur les décalages de planning ».

Concernant la surveillance médicale des salariés des entreprises prestataires, EDF précise qu'elle est assurée par leurs employeurs au travers de Services Médicaux Inter-Entreprises (SMIE) territorialement compétents. EDF annonce, dans les rapports ECS, assurer la prise en charge financière du suivi médical renforcé des prestataires, au travers de conventions signées avec les services de santé au travail interentreprises auxquelles adhèrent les entreprises.

EDF affiche un objectif de limite de dose de 18 mSv/ an pour tous les intervenants, seuil plus ambitieux que la réglementation française. EDF indique que « ce seuil pourra être revu à la baisse dans les mois à venir. ». De plus, selon EDF : « Les efforts engagés par EDF, et partagés par les entreprises prestataires, se traduisent par une réduction notable et régulière de la dosimétrie individuelle et collective. Depuis 2001, aucune personne n'a dépassé 20 mSv/ an, et depuis septembre 2005, aucune n'a dépassé 18 mSv/ an. ». Pour les travailleurs intérimaires ou en CDD des entreprises extérieures, EDF rappelle la réglementation en précisant que la radioprotection « est encadrée par des règles plus restrictives que les CDI ». Ils n'interviennent pas dans des zones où le débit de dose est supérieur à 2 mSv/ h et leur limite de dose est proportionnelle à la durée du contrat de travail. EDF indique que « Grâce à cette obligation, la dose déjà reçue par un intérimaire n'a pas d'influence sur la dose qu'il peut encore recevoir lors d'un nouveau contrat. ». En 2010, d'après les données chiffrées fournies par EDF, les métiers identifiés comme les plus exposés aux rayonnements ionisants sont les calorifugeurs (2,88 mSv/ an), les soudeurs (1,68 mSv/ an), les contrôleurs techniques et inspecteurs (1,79 mSv/ an), les mécaniciens et chaudronniers (1,61 mSv/ an) et les personnels de la logistique nucléaire (1,55 mSv/ an). En moyenne, les salariés prestataires ont reçu une dose de 1,67 mSv/ an, contre 0,52 mSv/ an pour les salariés de la direction production nucléaire d'EDF.

Concernant la sécurité du personnel des entreprises prestataires, EDF précise que la majorité des accidents constatés est due à des chutes de plain-pied et à des chocs ou douleurs liées à des opérations de manutention, et très peu aux risques industriels (brûlures provoquées par la vapeur, électrocutions, etc.). EDF détaille aussi un programme d'actions, parmi lesquelles on peut noter la mise en place sur chaque CNPE d'une Commission Inter-Entreprises sur la Sécurité et les Conditions de travail (CIESCT) et d'un intéressement sécurité pour les salariés prestataires organisé, à ce jour, sur 15 sites.

EDF annonce mettre en œuvre des actions à long terme en vue d'améliorer les compétences des salariés des entreprises prestataires, en particulier pour les aider à professionnaliser leurs encadrants, à recruter et à fidéliser leur personnel. Par exemple, EDF a mis en place une académie des encadrants prestataires, a construit, en partenariat avec l'Éducation Nationale, une filière complète de formation à l'environnement nucléaire et promeut les métiers du nucléaire.

L'article R. 4451-117 du code du travail indique que « le médecin du travail participe à l'information des travailleurs sur les risques potentiels pour la santé de l'exposition aux rayonnements ionisants ainsi que sur les autres facteurs de risques susceptibles de les aggraver ». Le suivi des agents EDF s'effectue par le médecin du travail du CNPE et celui des salariés des entreprises prestataires par le médecin du travail de ces entreprises. L'ASN considère qu'il y a une possibilité de ne pas avoir le même niveau d'information entre les agents EDF et les salariés des entreprises extérieures, en particulier sur les risques potentiels pour la santé à la suite de l'exposition aux rayonnements ionisants. L'ASN considère qu'EDF doit s'assurer, conformément aux dispositions de l'article L. 4522-1 du code du travail⁵⁵, que les entreprises extérieures intervenant sur le site mettent en œuvre les mesures de prévention définies, notamment qu'une information adaptée aux risques des rayonnements ionisants est bien délivrée par les médecins du travail des entreprises prestataires.

Les conditions d'intervention des prestataires en Situation d'Urgence Radiologique (SUR) sont discutées dans le § 6 Gestion des accidents graves.

⁵⁵ Article L4522-1 du code du travail : « Dans les établissements mentionnés à l'article L. 4521-1, lorsqu'un travailleur ou le chef d'une entreprise extérieure ou un travailleur indépendant est appelé à réaliser une intervention pouvant présenter des risques particuliers en raison de sa nature ou de la proximité de cette installation, le chef d'établissement de l'entreprise utilisatrice et le chef de l'entreprise extérieure définissent conjointement les mesures de prévention prévues aux articles L. 4121-1 à L. 4121-4.

Le chef d'établissement de l'entreprise utilisatrice veille au respect par l'entreprise extérieure des mesures que celle-ci a la responsabilité d'appliquer, compte tenu de la spécificité de l'établissement, préalablement à l'exécution de l'opération, durant son déroulement et à son issue. »

Pour conclure, l'ASN considère, sur la base des rapports ECS, que les dispositions prises par EDF pour permettre de bonnes conditions d'intervention pour les entreprises prestataires sont globalement satisfaisantes. Pour autant, l'analyse faite par les exploitants des événements impliquant des prestataires mériterait d'être approfondie, notamment pour renforcer l'examen de leurs conditions d'intervention associées. L'ASN demandera à EDF des compléments d'information qui viendront alimenter les évaluations faites à sa demande par l'IRSN et le GPR, sur la thématique du management de la sûreté et de la radioprotection lors des arrêts de réacteur et la maîtrise de la sous-traitance.

7.2.3 Modalités de surveillance des activités sous-traitées

Le cahier des charges de l'ASN demande de décrire les modalités de surveillance des activités sous-traitées, en particulier la manière dont l'exploitant continue d'assurer sa responsabilité en matière de sûreté nucléaire et de radioprotection.

L'arrêté du 10 août 1984 prescrit que l'exploitant exerce une surveillance de ses prestataires et une vérification du bon fonctionnement de l'organisation adoptée pour garantir la qualité. Dans les rapports ECS, EDF explique que l'objet de la surveillance est d'identifier des situations potentiellement préjudiciables à la qualité, de réduire la probabilité de non-conformité et de permettre, le cas échéant, une remise en conformité dans les meilleures conditions de qualité et de délai. La surveillance, qui s'effectue par sondage, fait l'objet d'une organisation spécifique propre à chaque site nucléaire d'EDF, qui met en œuvre les dispositions adaptées pour la surveillance des activités. La surveillance d'une prestation est confiée à un chargé de surveillance, généralement un salarié EDF, sauf pour ce qui concerne, par exemple, la surveillance des examens non destructifs (END), considérée par EDF comme une activité spécialisée nécessitant des compétences spécifiques. La surveillance des prestataires effectuant les END est donc elle-même sous-traitée. EDF indique que les chargés de surveillance sont formés et professionnalisés pour réaliser les activités attendues, définies dans un programme de surveillance.

Lors de la réalisation de la prestation, les tâches du chargé de surveillance sont, principalement, de s'assurer de la traçabilité des actions de surveillance réalisées, d'ajuster la surveillance lorsque les conditions de réalisation de l'activité évoluent (contexte, volume...) et de prendre les mesures en cas de non-conformité aux exigences contractuelles. Après la réalisation de la prestation, le chargé de surveillance effectue ou fait effectuer le contrôle des enregistrements (dossiers de suivi renseignés, documents disponibles, écarts traités avec accord d'EDF...), construit l'évaluation de la prestation à partir des éléments collectés et des constats partagés et achève la rédaction du rapport de surveillance. Le résultat de la surveillance est, notamment, formalisé à travers des fiches d'évaluation de la prestation (FEP).

Le cas de la surveillance des sous-traitants des entreprises prestataires est spécifiquement abordé par EDF. EDF précise qu'il est de la responsabilité de l'entreprise prestataire titulaire du contrat de s'assurer que ses sous-traitants (de rang supérieur ou égal à 2) respectent les exigences notifiées. EDF explique exercer une surveillance sur ce suivi. Depuis mi-2011, EDF exerce également une surveillance directe sur les activités réalisées par un sous-traitant considéré comme défaillant en établissant une fiche d'évaluation de la prestation (FEP).

L'ASN considère que la réponse d'EDF au cahier des charges sur le thème des modalités de surveillance des activités sous-traitées est détaillée mais incomplète, car aucune donnée chiffrée n'est présentée. En particulier, se pose la question du nombre global de FEP émises par les chargés de surveillance, à savoir s'il correspond au nombre de 5 803 FEP présenté dans la partie sur la surveillance de la qualification (§ 7.2.1) des rapports ECS. Si tel est le cas, pour 2011, de fortes disparités entre les sites sont constatées, concernant le nombre de FEP émises.

Par ailleurs, aucune mention n'est faite par EDF concernant le nombre total d'interventions effectuées par les salariés prestataires, auquel se référerait le nombre de 5 803 FEP. Or, la question se pose de l'adéquation de la surveillance technique au volume des travaux sous-traités. De plus, EDF ne propose aucune pondération de la surveillance exercée, en fonction du type d'activité effectuée et de son importance pour la sûreté.

EDF sous-traite certaines activités de surveillance, mais ne précise pas suffisamment le type d'activité concerné, ainsi que leur volume et leur importance pour la sûreté. EDF ne traite pas non plus des Groupements Momentanés d'Entreprises (GME), en particulier de la manière dont ils sont qualifiés et surveillés.

Enfin, l'ASN constate qu'EDF ne fournit aucune information spécifiant le type d'évaluation qu'elle réalise sur l'organisation mise en place par les entreprises prestataires (rang 1), pour qu'elles évaluent à leur tour les prestataires de rang supérieur ou égal à 2. L'ASN remarque qu'EDF ne précise pas les critères l'amenant à qualifier un sous-traitant de défaillant, ce qui déclenche une surveillance de ses activités réalisées, au travers de l'établissement d'une fiche d'évaluation de la prestation (FEP) (mise en œuvre depuis mi-2011).

Pour conclure, l'ASN considère qu'EDF, dans les rapports ECS, ne donne pas suffisamment d'informations sur le caractère suffisant de la surveillance des différents types d'activités importantes pour la sûreté sous-traitées, que ce soit en termes de volume de la surveillance ou en termes de pondération de la surveillance, en fonction de l'importance de l'activité considérée vis-à-vis de la sûreté. Par ailleurs, la présentation des modalités de surveillance des activités sous-traitées par EDF soulève la question de la dilution de la responsabilité de surveillance des prestataires de niveau supérieur ou égal à 2. L'ASN demandera donc à EDF des éléments complémentaires qui permettront d'améliorer le contrôle de la gestion de la sous-traitance et viendront alimenter les évaluations faites à sa demande par l'IRSN et le GPR, sur la thématique de la maîtrise de la sous-traitance.

7.3 Conclusions sur les conditions de recours aux entreprises prestataires

Dans les rapports ECS, EDF annonce garantir la compatibilité de sa politique industrielle en matière de sous-traitance, avec sa pleine responsabilité d'exploitant en termes de sûreté nucléaire et de radioprotection. EDF estime en effet avoir mis en place :

- Une politique industrielle claire sur ce qui relève du faire ou du faire-faire et une stratégie vis-à-vis du tissu industriel basée sur la disponibilité des ouvrages et la sûreté nucléaire,
- Un système de qualification qui garantit les ressources, les moyens et les compétences des entreprises prestataires,
- Un système de passation de marchés transparent laissant une large place à la «mieux-disance»,
- Des exigences techniques, de qualité, de sûreté nucléaire et de radioprotection clairement exposées dans les cahiers des charges préparés par EDF. Seules les offres répondant à ces exigences sont retenues pour les discussions commerciales et les offres de prix « anormalement » basses écartées du processus,
- Une justification obligatoire de la part des entreprises prestataires de l'effectivité des formations de leurs salariés avant l'intervention sur site,
- Un suivi des activités des entreprises prestataires sur les CNPE par EDF, avant et pendant l'arrêt de réacteur, inclus dans le processus de retour d'expérience,
- Un objectif de réduction de la dosimétrie, à travers la conception des interventions,
- Une surveillance des activités effectuées par les prestataires qui permet d'assurer le niveau de qualité demandé. Cette surveillance de la part des chargés de surveillance permet le suivi et le renouvellement de la qualification des entreprises prestataires.

Dans les rapports ECS, EDF annonce deux axes d'amélioration qui sont :

- de limiter à 3 des niveaux de sous-traitance dès le stade de l'appel d'offres. Ces dispositions ne modifieraient pas néanmoins les dispositions en vigueur pour le contrôle des sous-traitants.
- de rendre plus contraignantes les dispositions figurant dans la Charte de Progrès et de Développement Durable et les avancées résultant du projet MOPIA, concernant notamment les conditions de travail des salariés des entreprises prestataires. Cela se concrétiserait au travers d'un « cahier des charges social » dans les appels d'offres et les marchés.

L'ASN considère que les deux axes présentés par EDF vont dans le sens d'une amélioration des conditions de recours aux entreprises prestataires. Pour autant, EDF doit apporter des éléments démontrant que ces deux dispositions, en particulier la limitation du niveau de sous-traitance à 3 niveaux, permettent le maintien effectif de sa responsabilité en matière de sûreté nucléaire et de radioprotection.

L'ASN considère, sur la base du rapport de l'IRSN et de l'avis émis par les Groupes Permanents « Réacteurs » et « Usines » établi à l'issue de leurs réunions des 8, 9 et 10 novembre 2011 consacrées à l'examen des évaluations complémentaires de sûreté post Fukushima réalisées en 2011 par l'exploitant EDF, que les aspects liés à la sous-traitance sont un élément important qui peut conditionner la robustesse du fonctionnement des installations. L'ASN demandera à EDF de compléter les éléments transmis dans les rapports ECS qui sont insuffisants sur les points suivants :

- des données chiffrées incomplètes ou manquantes, concernant :
 - la proportion, au niveau national, de salariés extérieurs pour chaque corps de métier identifié,
 - le nombre annuel d'activités de surveillance effectuées par les chargés de surveillance, mis en rapport avec le nombre d'interventions effectuées par les salariés prestataires, et cela en fonction des différents corps de métiers identifiés et de leur importance pour la sûreté ; ainsi que le nombre d'activités de surveillance sous-traitées ;
 - le volume horaire des différentes formations obligatoires effectuées par les agents EDF, pour le mettre en rapport, pour un métier ou une fonction équivalents, avec le volume horaire des mêmes formations effectuées par chaque salarié prestataire,
 - le poids réel accordé aux critères de « mieux-disance » dans le processus de passation des marchés, afin d'apprécier les conséquences de la politique d'achat d'EDF sur les conditions de travail, la sûreté, la qualité et l'application des lois sociales.
- un manque d'information sur la manière dont EDF :
 - s'assure que les entreprises extérieures intervenant sur le site mettent en œuvre les mesures de prévention définies, notamment qu'une information adaptée aux risques des rayonnements ionisants est bien délivrée par les médecins du travail des entreprises prestataires,
 - traite la qualification et la surveillance des Groupements Momentanés d'Entreprises (GME),
- évalue l'organisation mise en place par les entreprises prestataires (rang 1) pour effectuer une surveillance des sous-traitants de rang supérieur ou égal à 2 et qualifie un sous-traitant de défaillant, ce qui déclenche une surveillance de ses activités réalisées, au travers de l'établissement d'une fiche d'évaluation de la prestation (FEP).
- l'évaluation des entreprises prestataires de la part de l'organisme de qualification ni systématique, ni pluriannuelle. Concernant les entreprises prestataires contrôlées et sanctionnées, EDF n'expose pas la fréquence d'application de ces sanctions, ni les modalités de suivi de telles sanctions.

L'ASN considère également que la présentation des modalités de surveillance des activités sous-traitées par EDF soulève, en particulier, la question de la dilution de la responsabilité de surveillance des prestataires de niveau supérieur ou égal à 2 (phénomène de sous-traitance « en cascade »).

En conclusion, l'ASN considère qu'EDF n'a pas suffisamment démontré, dans les rapports ECS, que le champ des activités sous-traitées, à la fois en termes de types d'activités considérés et en termes de compétences internes préservées, est compatible avec la pleine responsabilité d'exploitant en matière de sûreté et de radioprotection. Les compléments d'information qui seront demandés à EDF sur la base des éléments présentés dans ce chapitre, viendront alimenter l'analyse de l'IRSN dans le cadre de l'instruction menée à la demande de l'ASN sur le thème de la maîtrise de la sous-traitance par EDF. L'avis du Groupe permanent d'experts pour les réacteurs nucléaires, sur la maîtrise de la sous-traitance par EDF, sera demandé fin 2013.

Enfin, l'ASN considère que la question de la sous-traitance doit être considérée au même titre que l'ensemble des éléments relatifs à l'homme et à ses interactions avec les systèmes (techniques, organisationnels, etc.). Ce champ de préoccupation est dénommé « Facteurs Organisationnels et Humains » (FOH). Les enseignements qui pourront être tirés de l'accident de Fukushima devront donc l'être à la lumière d'une analyse approfondie du point de vue des FOH, d'une part pour comprendre le scénario accidentel (en amont de l'accident, lors de la gestion de la cinétique accidentelle et lors de la gestion de crise), d'autre part pour valider l'application pratique des mesures provenant des ECS. **Ainsi, l'ASN considère que les questions de la sous-traitance et des FOH doivent faire l'objet d'un examen attentif et continu, mettant en œuvre des méthodologies scientifiquement fondées, qui dépassent la seule analyse documentaire. Cet examen devrait notamment couvrir les points suivants :**

- le lien entre la sous-traitance et l'exercice de la responsabilité des exploitants,
- les effets sur la sûreté de modalités particulières de contractualisation (sous-traitance en cascade, sous-traitance interne ou externe, moins-disance...),
- les effets sur la sûreté des conditions de travail et de vie des prestataires,
- les risques relatifs à la perte potentielle de compétences.

L'ASN recommande également que des programmes de recherche soient engagés, au niveau national et européen.

7.4 Dispositions envisagées par l'ASN pour renforcer les exigences relatives aux conditions de recours aux entreprises prestataires

L'ASN prendra plusieurs mesures pour renforcer le contrôle et les exigences relatives aux conditions de recours aux entreprises prestataires.

Tout d'abord, un constat est que les différents éléments présentés par EDF dans les rapports ECS sont parfois contredits par des remontées du « terrain », qui font que **le contrôle de l'ASN en matière d'utilisation et de gestion des prestataires par EDF va se poursuivre pour l'année à venir, par un programme d'inspections spécifiques.** Le contrôle de l'ASN sur la thématique des « prestataires » se coordonne et s'effectue conjointement du point de vue de l'inspection de la sûreté et de l'inspection du travail. En effet, l'ASN est en charge à la fois du contrôle de la sûreté nucléaire et de l'inspection du travail dans les centrales nucléaires : la santé, la sécurité, les conditions de travail et la qualité de l'emploi des salariés EDF, de ses prestataires ou sous-traitants, au même titre que la sûreté des installations, bénéficient d'un contrôle coordonné. En 2011, toutes les centrales nucléaires ont été inspectées sur le thème des « prestataires », sauf la centrale de Golfech, qui avait été inspectée en 2010. Pour l'année à venir, le contrôle de l'ASN s'effectuera particulièrement sur la régularité de la relation de travail. L'ASN systématisera également l'examen des suites de ces inspections envers les sous-traitants. L'ASN procédera, en tant que de besoin, à des contrôles auprès des sous-traitants. A terme, l'ASN étendra aussi les contrôles aux prestations intellectuelles et aux conditions d'intervention des organismes agréés effectuant des contrôles régaliens.

Dans le domaine de la réglementation, l'ASN a proposé aux ministres chargés de la sûreté nucléaire d'introduire dans l'arrêté fixant les règles générales relatives aux installations nucléaires de base des dispositions renforcées concernant la surveillance des sous-traitants. En particulier, l'ASN a proposé que cet arrêté stipule que la surveillance de l'exécution des activités importantes pour la sûreté réalisées par un intervenant extérieur ne doit pas être déléguée. De plus, l'exploitant devra préciser, dans les règles d'exploitation (RGE), les principes et l'organisation de cette surveillance, ainsi que les ressources qui lui sont consacrées, et justifier le caractère suffisant de celles-ci au regard de l'ampleur des activités importantes pour la sûreté confiées à des intervenants extérieurs. Enfin, cet arrêté prévoit explicitement que l'exploitant prenne toute disposition pour que les intervenants extérieurs puissent détecter les écarts les concernant et les porter à sa connaissance dans les plus brefs délais.

En 2011, l'ASN et la Direction Générale du Travail (DGT) ont travaillé conjointement à un projet d'arrêté définissant les conditions de certification des entreprises assurant des travaux de maintenance ou d'intervention auprès d'activités nucléaires ou qui mettent en œuvre des appareils émettant des rayonnements ionisants. En effet, l'article R. 4451-122 du code du travail prévoit que « Les entreprises qui assurent des travaux de maintenance, des travaux d'intervention ou mettent en œuvre des appareils émettant des rayonnements ionisants ne peuvent exercer les activités figurant sur une liste fixée par arrêté qu'après avoir obtenu un certificat de qualification justifiant de leur capacité à accomplir des travaux sous rayonnements ionisants ». Cet arrêté vise, conformément à l'article R. 4451-124 du code du travail, à pérenniser dans la réglementation française le dispositif mis en place par certains exploitants tout en réexaminant la liste des activités ou des catégories d'activité pour lesquelles cette certification est requise, ainsi que les modalités et conditions d'accréditation et de certification.

Concernant la radioprotection, l'ASN prévoit de contribuer à la mise en cohérence des réglementations au plan international concernant le suivi dosimétrique des salariés étrangers itinérants. Ainsi, la question spécifique des sous-traitants venant de l'étranger est examinée depuis 2007 dans le cadre de l'association HERCA des Autorités européennes de radioprotection. **Les réflexions concernent la mise en place d'un passeport dosimétrique européen, qui permettrait que la dose intégrée par les personnes ayant travaillé dans une centrale étrangère soit connue en France.**

Enfin, tous les compléments d'information qui seront demandés à EDF sur la base des éléments présentés dans ce chapitre, viendront alimenter l'analyse de l'IRSN dans le cadre des instructions menées à la demande de l'ASN sur le thème du management de la sûreté et de radioprotection en arrêt de tranche et de la maîtrise de la sous-traitance par EDF.

L'ASN considère enfin que les enseignements issus de l'accident de Fukushima devront se fonder sur une analyse approfondie des questions de recours à la sous-traitance, au même titre que sur l'ensemble des aspects organisationnels et humains relatifs à la gestion des situations accidentelles. Pour ce qui concerne le recours à la sous-traitance, il est nécessaire que les réflexions soient poursuivies sur le lien entre la sous-traitance et l'exercice de la responsabilité des exploitants, les effets sur la sûreté de modalités particulières de contractualisation (recours à la sous-traitance en cascade, choix d'entreprises prestataires sur la base de critères non liés au prix, etc.), les effets sur la sûreté des conditions de travail et de vie des prestataires, ainsi que sur les risques relatifs à la perte potentielle de compétences au sein de l'exploitant ou au sein du tissu industriel local. **Concernant les aspects relatifs aux FOH, une analyse approfondie devra être menée sur l'identification des spécificités des conditions d'intervention lors des situations accidentelles (difficultés lors de la prise de décision, suffisance des ressources, compétences requises, accessibilité et habitabilité des locaux, stress et fatigue des intervenants, ambiance sonore, calorifique et radiologique, etc.) et sur la proposition de dispositions adéquates à mettre en œuvre, au regard des spécificités des conditions d'interventions identifiées. L'ASN prendra une prescription pour l'imposer aux exploitants. L'ASN recommande également que des programmes de recherche soient engagés sur les questions de la sous-traitance et des FOH. Enfin, l'ASN se propose de mettre en place un groupe de travail sur ces sujets rassemblant notamment les exploitants, les organisations syndicales, le HCTISN⁵⁶, le ministère du travail et les ministres chargés de la sûreté nucléaire.**

⁵⁶ Haut Comité pour la transparence et l'information sur la sécurité nucléaire

8. Conclusion

L'approche définie par l'ASN pour les évaluations complémentaires de sûreté (ECS) consiste à étudier le comportement des installations nucléaires dans des situations accidentelles graves provoquées par une agression externe naturelle ou, quelle que soit l'agression, selon des scénarios accidentels aux caractéristiques (durée, gravité, nombre d'installations concernées...) dépassant les exigences du référentiel actuel. A cette fin, les ECS consistent également en une vérification des mesures de prévention et de réduction des conséquences définies selon une logique de défense en profondeur : initiateurs (séisme, inondation), perte induite des systèmes de sûreté (perte de sources de refroidissement, perte de sources électriques) et gestion des accidents graves. Cette démarche, menée dans l'objectif d'éviter des conséquences graves pour l'environnement et les populations pour une agression ou une situation accidentelle au-delà du référentiel, se décompose en deux phases principales :

- la conformité en regard du dimensionnement actuel, nécessaire à la robustesse des installations ;
- une approche des scénarios au-delà du dimensionnement, fondée sur une démarche de défense en profondeur.

L'ASN considère qu'EDF a mené un important travail, dans le délai imparti, pour remettre ses rapports d'ECS, qui répondent à l'esprit du cahier des charges prescrit par l'ASN et qui permettent une analyse de la robustesse des installations. EDF a également présenté des propositions d'amélioration ; l'ASN considère que ces propositions répondent de manière satisfaisante aux objectifs fixés pour les ECS.

En raison des délais restreints imposés par l'ASN à EDF pour réaliser ces études, l'évaluation conduite en 2011 ne constitue qu'une première étape dans le processus de prise en compte du retour d'expérience de l'accident de Fukushima. Cette démarche se poursuivra pendant les prochaines années.

8.1 Dispositions actuelles permettant d'augmenter la robustesse des installations

Compte tenu de l'approche de sûreté et des méthodes de conception mises en œuvre jusqu'à présent en France et des réexamens de sûreté décennaux, les centrales nucléaires apparaissent comme robustes vis-à-vis des aléas considérés dans le référentiel de sûreté. En effet, les réexamens de sûreté des centrales nucléaires imposent à EDF non seulement de procéder périodiquement à un examen de conformité approfondi de son installation afin de maintenir dans le temps son niveau de sûreté, mais aussi de procéder à des modifications en vue d'améliorer son niveau de sûreté. Dans ce cadre, le niveau des aléas de dimensionnement fait l'objet de réévaluations périodiques au titre des réexamens de sûreté, pour tenir compte du retour d'expérience français et étranger et des meilleures pratiques internationales.

Conformité des installations

La conformité des installations nucléaires aux exigences de sûreté qui leur sont applicables est une composante essentielle de leur sûreté et de leur robustesse vis-à-vis des initiateurs d'accidents ou des agressions. Pour l'ASN, cette conformité doit être maîtrisée de manière pérenne et s'appuyer sur des processus de recherche systématique des écarts éventuels, qui doivent faire l'objet de traitements adaptés aux enjeux de sûreté. Ainsi, la détection, la déclaration et le traitement des non-conformités font-elles, d'ores et déjà, l'objet d'exigences de l'ASN définies dans l'arrêté du 10 août 1984⁵⁷ et dans les règles générales d'exploitation des centrales nucléaires qui précisent par exemple les délais de mise à l'arrêt des réacteurs en fonction de l'importance des écarts.

⁵⁷ Arrêté du 10 août 1984 relatif à la qualité de la conception, de la construction et de l'exploitation des installations nucléaires de base.

Les ECS ont confirmé que les processus mis en place chez EDF pour la détection des écarts, s'appuyant notamment sur les essais périodiques, la maintenance et les réexamens de sûreté, étaient satisfaisants. En outre, les ECS ont été l'occasion pour EDF de procéder à des investigations spécifiques de l'état de ses installations, qu'elle s'est engagée à compléter pour fin 2012.

Séisme

Les évaluations complémentaires de sûreté ont permis de montrer que les marges sismiques actuelles sur les réacteurs nucléaires d'EDF sont satisfaisantes, notamment grâce à la révision périodique du risque sismique à l'occasion de chaque réexamen de sûreté décennal. Ces marges sont issues à la fois des majorations prises sur le niveau de séisme considéré et de l'application des normes parasismiques utilisées pour le dimensionnement, les réexamens de sûreté et la qualification des SSC.

Inondation

En ce qui concerne l'inondation, les évaluations complémentaires de sûreté montrent que la réévaluation complète conduite à la suite de l'inondation de la centrale nucléaire du Blayais en 1999 permet de donner aux installations un haut niveau de protection contre le risque d'inondation.

Gestion des accidents graves

Des améliorations ont été apportées aux réacteurs en exploitation et sont prévues à la conception sur le réacteur EPR du fait des efforts accomplis depuis l'accident de Three Mile Island. L'ASN veille par ailleurs à ce que la limitation des rejets radioactifs dans l'environnement pour tout accident (avec ou sans fusion du cœur) soit un objectif majeur du processus d'amélioration continue de la sûreté des installations. Ce processus s'organise en France autour, en particulier, des réexamens décennaux visant à rehausser périodiquement les exigences du référentiel de sûreté des installations.

Réacteur EPR

Pour le réacteur EPR de Flamanville 3, l'ASN considère que la conception renforcée de ce type de réacteur assure déjà une protection améliorée à l'égard des accidents graves. En particulier, ce réacteur a intégré, dès sa conception, des dispositions pour faire face à l'éventualité d'accidents avec fusion du cœur et à la combinaison d'agressions. De plus, l'ensemble des systèmes nécessaires à la gestion des situations accidentelles, y compris graves, est prévu pour rester opérationnel pour un séisme ou une inondation pris en compte dans le référentiel de sûreté.

8.2 Enjeux de sûreté

Perte des alimentations électriques et perte des systèmes de refroidissement

EDF a analysé des situations de perte de la source froide et de perte des alimentations électriques des réacteurs qui vont au-delà des situations étudiées dans le référentiel actuel, en considérant en particulier que les situations postulées sont supposées, d'une part, affecter tous les réacteurs d'un site et de façon durable, d'autre part, être éventuellement induites par un séisme ou une inondation externe, y compris d'un niveau supérieur à celui considéré dans le référentiel actuel. L'analyse des rapports d'ECS d'EDF a montré que certains scénarios de perte de la source froide et de perte des alimentations électriques peuvent conduire, en l'absence de toute intervention, à une fusion du cœur dans un délai de quelques heures pour les cas les plus défavorables.

8.3 Renforcement de la sûreté des installations et travaux à venir

Conformité des installations

Les écarts recensés dans le cadre des ECS ne remettent pas directement en cause la sûreté des installations concernées mais ils peuvent constituer, notamment s'ils se cumulent, des facteurs de fragilisation des installations. L'ASN va donc imposer aux exploitants de renforcer la détection et le traitement des non conformités. En particulier, l'ASN va proposer que les exigences réglementaires sur ce thème soient renforcées au travers du projet d'arrêté fixant les règles générales relatives aux installations nucléaires de base, notamment pour ce qui concerne l'appréciation de l'impact cumulé des différents écarts éventuellement présents sur une installation. Ces exigences seront renforcées via des prescriptions de l'ASN.

Définition d'un noyau dur

A la suite des évaluations complémentaires de sûreté (ECS) des installations nucléaires, menées après l'accident de Fukushima, l'ASN estime nécessaire de rendre plus robuste la sûreté des installations nucléaires vis-à-vis de risques très peu probables et non pris en compte à ce jour dans le dimensionnement initial des installations ou après leur réexamen périodique de sûreté.

Il s'agit de doter ces installations de moyens leur permettant de faire face :

- à un cumul de phénomènes naturels d'ampleur exceptionnelle et supérieurs aux phénomènes retenus lors de la conception ou du réexamen de sûreté des installations ;
- à des situations de perte des sources électriques ou de refroidissement de très longue durée et pouvant affecter l'ensemble des installations d'un même site.

Aussi, l'ASN va prescrire à EDF de définir avant le 30 juin 2012, puis de déployer, un « noyau dur » de dispositions matérielles et organisationnelles permettant de maîtriser les fonctions fondamentales de sûreté dans ces situations exceptionnelles et de préciser ses modalités de mise en place.

Ces dispositions permettraient ainsi d'assurer une protection ultime des installations, avec les trois objectifs suivants :

- prévenir un accident grave ou en limiter la progression,
- limiter les rejets massifs dans un scénario d'accident qui n'aurait pas pu être maîtrisé,
- permettre à l'exploitant d'assurer les missions qui lui incombent dans la gestion d'une crise.

Pour la définition des exigences applicables à ce noyau dur, EDF devra retenir des marges significatives forfaitaires par rapport au référentiel actuel. Les systèmes, structures et composants (SSC) faisant partie de ces dispositions devront être maintenus fonctionnels pour les situations extrêmes étudiées dans le cadre des ECS. En particulier, ces SSC devront être protégés des agressions internes et externes induites par ces situations extrêmes, par exemple : chutes de charges, chocs provenant d'autres composants et structures, incendies, explosions. Les propositions qui seront transmises par EDF feront l'objet d'un examen par l'ASN et son appui technique.

Pour le réacteur EPR de Flamanville 3, EDF a proposé plusieurs mesures pour renforcer sa robustesse. L'ASN juge ces propositions pertinentes et considère qu'elles doivent être mises en œuvre. Comme pour les autres réacteurs, l'ASN prescrira à EDF d'identifier les matériels qui feront partie du noyau dur, notamment les systèmes existants ou supplémentaires pour assurer la maîtrise de la pression dans l'enceinte en cas d'accident grave.

Séisme

Les évaluations complémentaires de sûreté ont montré que des marges sismiques suffisantes existent sur les réacteurs nucléaires d'EDF permettant d'éviter des effets falaise en cas de dépassement limité du référentiel actuel. Ces évaluations ont confirmé l'intérêt des révisions périodiques du risque sismique à l'occasion de chaque réexamen de sûreté décennal. À la suite de l'analyse des ECS et des inspections ciblées qu'elle a conduites à l'été 2011, l'ASN a relevé plusieurs axes d'améliorations souhaitables pour la sûreté en lien avec la robustesse des installations aux séismes.

Ainsi, vis-à-vis du risque de séisme, l'ASN va imposer à EDF :

- De faire en sorte que les équipements permettant de maîtriser les fonctions fondamentales de sûreté soient protégés contre l'incendie en cas de séisme. En effet, les principales dispositions de protection des installations contre l'incendie ne sont pas aujourd'hui dimensionnées pour résister au séisme du référentiel de l'installation ;
- De renforcer la prise en compte de ce risque dans l'exploitation quotidienne de ses réacteurs : renforcement de la formation des opérateurs, amélioration de la prise en compte de la problématique « séisme-événement », respect de la règle fondamentale de sûreté relative à l'instrumentation sismique (entretien, connaissance du matériel par les agents, étalonnage). L'ASN a effet constaté, sur plusieurs centrales nucléaires, des lacunes dans l'application du référentiel en vigueur pour le risque sismique.
- Pour les sites de Tricastin, Fessenheim et Bugey, de fournir une étude analysant le niveau de robustesse au séisme des digues et autres ouvrages de protection des installations contre l'inondation et de présenter les conséquences d'une défaillance de ces ouvrages.

Inondation

L'analyse des ECS montre que les exigences résultant de la réévaluation complète de la prise en compte de ce risque sur les centrales nucléaires, achevée en 2007, permettent de conférer aux installations un haut niveau de protection contre le risque d'inondation. Toutefois, l'ASN constate que les dispositions permettant de satisfaire ces exigences ne sont pas encore toutes mises en œuvre. L'ASN va imposer à EDF :

- de terminer, dans les délais prévus à la suite de la réévaluation « inondation » de 2007 et au plus tard en 2014, les travaux et mesures de protection des centrales nucléaires ;
- d'améliorer la gestion de la protection volumétrique⁵⁸ des installations. En effet, les inspections de l'ASN ont mis en évidence que la gestion de la protection volumétrique doit être améliorée sur plusieurs sites inspectés ;
- d'achever la revue de la conception de la source froide, notamment vis-à-vis de la prévention des risques de colmatage, engagée à la suite de l'incident de Cruas en 2009 ;
- de renforcer la protection des installations contre le risque d'inondation au-delà du référentiel actuel, par exemple par le rehaussement de la protection volumétrique. En effet, les ECS ont mis en évidence l'existence d'effets falaise (perte des alimentations électriques) pour des niveaux proches de ceux retenus dans le référentiel.

Agressions induites liées à l'environnement industriel

Dans le cadre des ECS ont été de nouveau examinés les risques d'agression des centrales nucléaires par les activités industrielles situées à proximité et soumises à des conditions naturelles extrêmes. Les analyses d'EDF sont fondées sur les éléments en sa possession, puisqu'elle ne dispose pas d'information sur la robustesse des installations industrielles externes au site à l'égard d'un séisme et d'une inondation.

L'ASN prescrira à EDF de compléter cette analyse en précisant les effets sur ses installations des phénomènes dangereux susceptibles de se produire sur les installations à risques situées à proximité du site, en prenant en compte dans cet examen les situations extrêmes étudiées dans le cadre des ECS.

L'ASN examinera cette analyse en coordination avec les services du ministère chargé de la prévention des risques industriels.

⁵⁸ Dans une situation d'inondation, les matériels permettant de garantir la sûreté des réacteurs doivent rester opérationnels. Des dispositifs de protection sont donc mis en œuvre, lorsque nécessaire, pour se prémunir de différents aléas pouvant conduire à une inondation. Cette protection repose sur plusieurs lignes de défense (digues, murets, réseaux d'évacuation des eaux...), dont la protection volumétrique. Le périmètre de protection volumétrique, qui englobe les bâtiments contenant les matériels permettant de garantir la sûreté des réacteurs, a été défini par EDF de façon à garantir qu'une arrivée d'eau à l'extérieur de ce périmètre ne conduit pas à une inondation des locaux situés à l'intérieur de ce périmètre. Concrètement, la protection volumétrique est constituée des murs, plafonds et planchers. Les protections des ouvertures existant sur ces voiles (portes, trémies...) peuvent constituer des voies d'eau potentielles en cas d'inondation.

Perte des alimentations électriques et perte des systèmes de refroidissement

L'analyse des rapports d'ECS d'EDF a montré que certains scénarios de perte de la source froide et de perte des alimentations électriques peuvent conduire à une fusion du cœur dans un délai de quelques heures pour les cas les plus défavorables.

Aussi, l'ASN considère nécessaire d'augmenter la robustesse des installations par un certain nombre de moyens leur permettant de faire face à des situations de perte de sources électriques ou de refroidissement de longue durée et pouvant affecter l'ensemble des installations d'un site. L'ASN prescrira à EDF de mettre en place des dispositions renforcées, intégrées au noyau dur évoqué plus haut, comprenant notamment un diesel et une alimentation en eau d'ultime secours, résistant à des agressions internes et externes dépassant le référentiel actuel, permettant de faire face à des situations de perte totale des alimentations électriques ou des moyens de refroidissement en vue de prévenir la fusion du cœur dans ces situations. Dans l'attente du déploiement progressif de ces dispositions qui prendra plusieurs années, l'ASN prescrira la mise en place de dispositions provisoires dès 2012, telles que des groupes électrogènes mobiles.

Gestion des accidents graves

Afin d'assurer les missions qui lui incombent en situation d'urgence, l'exploitant doit disposer d'une organisation robuste, notamment aux situations extrêmes étudiées dans le cadre des ECS. L'ASN prescrira donc à EDF d'intégrer, dans le noyau dur, les éléments indispensables à la gestion de crise, c'est-à-dire les locaux de gestion de crise, les moyens matériels nécessaires à la gestion de crise, les moyens de communication et l'instrumentation technique et environnementale indispensables. L'ASN demandera également à EDF d'inclure dans ce noyau dur les moyens de dosimétrie opérationnelle, les instruments de mesures pour la radioprotection et les moyens de protection individuelle et collective.

Les locaux de gestion de crise devront être dimensionnés à des agressions au-delà du référentiel actuel. Ils devront être accessibles et habitables pendant des crises de longue durée et dimensionnés pour accueillir les équipes nécessaires à la gestion du site à long terme. Les locaux de commande sont également des locaux indispensables à la gestion de crise, il est donc important que leur accessibilité et leur habitabilité permettent d'assurer la conduite et la surveillance de l'ensemble des réacteurs d'un même site en cas de rejets de substances dangereuses ou radioactives.

L'ASN prescrira également la mise en place d'un dispositif d'intervention, rassemblant des équipes spécialisées et des matériels, pouvant assurer la relève des équipes d'un site accidenté et mettre en œuvre des moyens complémentaires d'intervention d'urgence en moins de 24 heures, avec un début des opérations sur site dans un délai de 12 heures à compter du déclenchement de leur mobilisation.

L'accident de Fukushima a prouvé qu'une agression externe pouvait affecter plusieurs installations d'un même site simultanément. Or, à la suite des ECS, l'ASN considère que les organisations actuelles de crise d'EDF ne prennent pas suffisamment en compte cette possibilité. L'ASN demandera donc à EDF de compléter son organisation de crise afin qu'elle soit en mesure de gérer un événement « multi-installations ». Pour les sites multi exploitants, il est aussi important que les exploitants coordonnent la gestion de crise et limitent l'impact sur les installations voisines. Ce point fera l'objet d'une prescription qui demandera le renforcement de la coordination entre les exploitants d'installations nucléaires mais également non nucléaires.

De plus, l'ASN considère que, à ce jour, les moyens de limitation des rejets en cas de fusion du cœur ne présentent pas une robustesse suffisante pour les niveaux d'aléas retenus dans le cadre des ECS. De même que pour les dispositions de prévention, l'ASN prescrira à EDF de définir un ensemble de moyens permettant de limiter les rejets en cas d'accident grave en cas d'aléas de niveau supérieur à ceux retenus dans le référentiel actuel. En particulier, EDF devra proposer des améliorations du dispositif d'événage-filtration afin de renforcer sa robustesse et son efficacité. EDF devra également conclure ses études de faisabilité en vue de la mise en place de dispositifs techniques, de type enceinte géotechnique ou d'effet équivalent, visant à protéger les eaux souterraines et superficielles en cas d'accident grave avec fusion du cœur.

Pour ce qui concerne plus particulièrement les piscines d'entreposage du combustible usé, EDF a examiné les conséquences d'une agression naturelle en supposant que les équipements des piscines restent intègres. Dans ces situations, EDF conclut, pour ce qui concerne l'évacuation de la puissance résiduelle du combustible, qu'un appoint d'eau en piscine doit être garanti dans la durée, afin de compenser l'effet de l'ébullition induite par la perte de refroidissement. Ceci fera l'objet d'une prescription de l'ASN. Dans le cadre de l'examen des rapports d'ECS par l'IRSN, le risque de fuite des équipements pouvant mettre en cause l'inventaire en eau dans les piscines des bâtiments du réacteur et d'entreposage du combustible a également été considéré. Ces situations peuvent conduire à un effet falaise compte tenu, notamment de la diminution significative de l'inventaire en eau présent, de la réduction induite des délais avant découverte du combustible et des contraintes particulières de la gestion opérationnelle de ces accidents. A cet égard, compte tenu de la difficulté, voire de l'impossibilité, de la mise en œuvre de moyens efficaces de limitation des conséquences d'un dénoyage prolongé des assemblages combustibles, l'ASN prescrira à EDF de définir et mettre en place des dispositions renforcées de prévention du dénoyage de ces assemblages.

Facteurs organisationnels et humains et sous-traitance

L'ASN considère que des dispositions complémentaires doivent être prises en matière de gestion des situations d'urgence et de formation du personnel impliqué. Elle demandera ainsi que les exploitants définissent les interventions humaines requises pour la gestion des situations extrêmes étudiées dans le cadre des évaluations complémentaires de sûreté et prennent en compte la relève des équipes de crise et la logistique nécessaire aux interventions.

Par ailleurs, l'ASN demandera aux exploitants de lui transmettre la liste des compétences nécessaires à la gestion de crise en précisant si ces compétences sont susceptibles d'être portées par des entreprises prestataires. Les exploitants devront justifier que leur organisation permet d'assurer la disponibilité des compétences nécessaires en cas de crise, notamment en cas de recours possible à des entreprises prestataires.

Enfin, l'ASN demandera aux exploitants d'assurer à ses personnels susceptibles d'intervenir dans les situations extrêmes une formation et une préparation visant à garantir leur mobilisation au cours de telles situations et de s'assurer que les entreprises prestataires susceptibles d'intervenir dans la gestion de crise adoptent des exigences similaires en matière de préparation et de formation de leur personnel.

L'accident de Fukushima a montré que la capacité de l'exploitant et le cas échéant de ses prestataires à s'organiser pour travailler en condition d'accident grave est un élément essentiel de la maîtrise de telles situations. Cette capacité à s'organiser est également un élément essentiel de la prévention de tels accidents, de la maintenance des installations et de la qualité de leur exploitation. Ainsi, les conditions du recours à la sous-traitance revêtent une importance particulière et doivent permettre à l'exploitant de conserver l'entière maîtrise et l'entière responsabilité de la sûreté de son installation. Sur la base des rapports d'évaluations complémentaires de sûreté, l'ASN considère que la surveillance des sous-traitants exécutant des activités importantes pour la sûreté doit être renforcée, et en particulier que cette surveillance ne peut pas être déléguée. L'ASN a prévu une disposition à cette fin dans le projet d'arrêté fixant les règles générales relatives aux installations nucléaires de base. Par ailleurs, l'ASN estime que la proposition d'EDF de limiter à 3 le niveau de sous-traitance est une suggestion intéressante qui mérite d'être étudiée. De plus, l'ASN va poursuivre l'action qu'elle a engagée sur la maîtrise de la sous-traitance, en s'appuyant sur les évaluations faites à sa demande par l'IRSN et le GPR ainsi que sur les conclusions de ses inspections ciblées. Elle recommande que des programmes de recherche sur ces sujets soient engagés, au niveau national ou européen. Enfin, l'ASN va proposer de mettre en place un groupe de travail sur ces sujets rassemblant notamment les exploitants, les organisations syndicales, le HCTISN, le ministère du travail, les ministères chargés de la sûreté nucléaire.

Au-delà, l'ASN considère que le renouvellement des effectifs et des compétences des exploitants, au moment où s'engagent simultanément une relève importante des générations et des travaux considérables à la suite des ECS, est un point fondamental. L'ASN y sera attentive.

CHAPITRE 3

Evaluations complémentaires de sûreté des installations nucléaires autres que les réacteurs électronucléaires

1 • Présentation générale des sites et des installations	229
1.1 La définition de la notion d'installations prioritaires	229
1.2 Présentation des sites et des installations	233
1.2.1 Réacteurs expérimentaux	
1.2.2 Installations du cycle	
1.2.3 Autres installations	
1.3 Une démarche adaptée à la diversité des installations	245
1.3.1 Les particularités de la démarche pour les installations autres que les réacteurs de puissance	
1.3.2 L'identification des situations redoutées	
1.4 Appréciation générale de l'ASN sur l'identification des situations redoutées	257
2 • Séisme	258
2.1 Dimensionnement des installations	258
2.2 Réacteurs expérimentaux	259
2.2.1 Réacteurs exploités par le CEA (Osiris, RJH, Phénix)	
2.2.2 Réacteur exploité par l'ILL	
2.3 Installations du cycle du combustible nucléaire (La Hague, Tricastin, Mélox, FBFC)	267
2.3.1 Site du Tricastin	
2.3.2 Site de La Hague	
2.3.3 Autres installations du cycle du combustible (Mélox, FBFC)	
2.4 Autres installations (ATPu, Masurca)	281
2.4.1 ATPu	
2.4.2 Masurca	
2.5 Dispositions génériques relatives au risque sismique	283
3 • Inondation	284
3.1 Dimensionnement des installations	284
3.2 Réacteurs expérimentaux	284
3.2.1 Réacteurs exploités par le CEA (Osiris, RJH, Phénix)	
3.2.2 Réacteur exploité par l'ILL	
3.3 Installations du cycle du combustible nucléaire (La Hague, Tricastin, Mélox, FBFC)	293
3.3.1 Site du Tricastin	
3.3.2 Site de La Hague	
3.3.3 Autres installations du cycle du combustible (Mélox, FBFC)	
3.4 Autres installations (ATPu, Masurca)	300
3.4.1 ATPu	
3.4.2 Masurca	
4 • Autres phénomènes naturels extrêmes	305
4.1 Dimensionnement des installations	305
4.2 Réacteurs expérimentaux	305
4.2.1 Réacteurs exploités par le CEA (Osiris, RJH, Phénix)	
4.2.2 Réacteur exploité par l'ILL	
4.3 Installations du cycle du combustible nucléaire (La Hague, Tricastin, Mélox, FBFC)	307
4.3.1 Site du Tricastin	
4.3.2 Site de La Hague	
4.3.3 Autres installations du cycle du combustible (Mélox, FBFC)	
4.4 Autres installations (ATPu, Masurca)	309
4.4.1 ATPu	
4.4.2 Masurca	

5 • Perte des alimentations électriques et perte des systèmes de refroidissement	310
5.1 Réacteurs expérimentaux	310
5.1.1 Réacteurs exploités par le CEA (Osiris, RJH, Phénix)	
5.1.2 Réacteur exploité par l'ILL	
5.2 Installations du cycle du combustible nucléaire (La Hague, Tricastin, Mélox, FBFC)	321
5.2.1 Site du Tricastin	
5.2.2 Site de La Hague	
5.2.3 Autres installations du cycle du combustible (Mélox, FBFC)	
5.3 Autres installations (ATPu, Masurca)	331
5.3.1 ATPu	
5.3.2 Masurca	
6 • Gestion des accidents graves	334
6.1 Organisation et dispositions générales de gestion de crise	334
6.1.1 Installations du CEA (réacteurs expérimentaux, Masurca et ATPu)	
6.1.2 Réacteur exploité par l'ILL	
6.1.3 Installations du cycle du combustible	
6.1.4 Conclusion	
6.2 Gestion des accidents graves par installation	344
6.2.1 Réacteurs expérimentaux	
6.2.2 Réacteur exploité par l'ILL	
6.2.3 Installations du cycle du combustible nucléaire	
6.2.4 Autres installations	
7 • Conditions de recours aux entreprises prestataires	361
7.1 AREVA	361
7.2 CEA	366
7.3 ILL	368
8 • Conclusion	370
8.1 Appréciation générale	370
8.2 Enjeux de sûreté	370
8.3 Améliorations de la robustesse des installations et travaux à venir	371
Références	376

EVALUATIONS COMPLEMENTAIRES DE SURETE DES INSTALLATIONS NUCLEAIRES AUTRES QUE LES REACTEURS ELECTRONUCLEAIRES

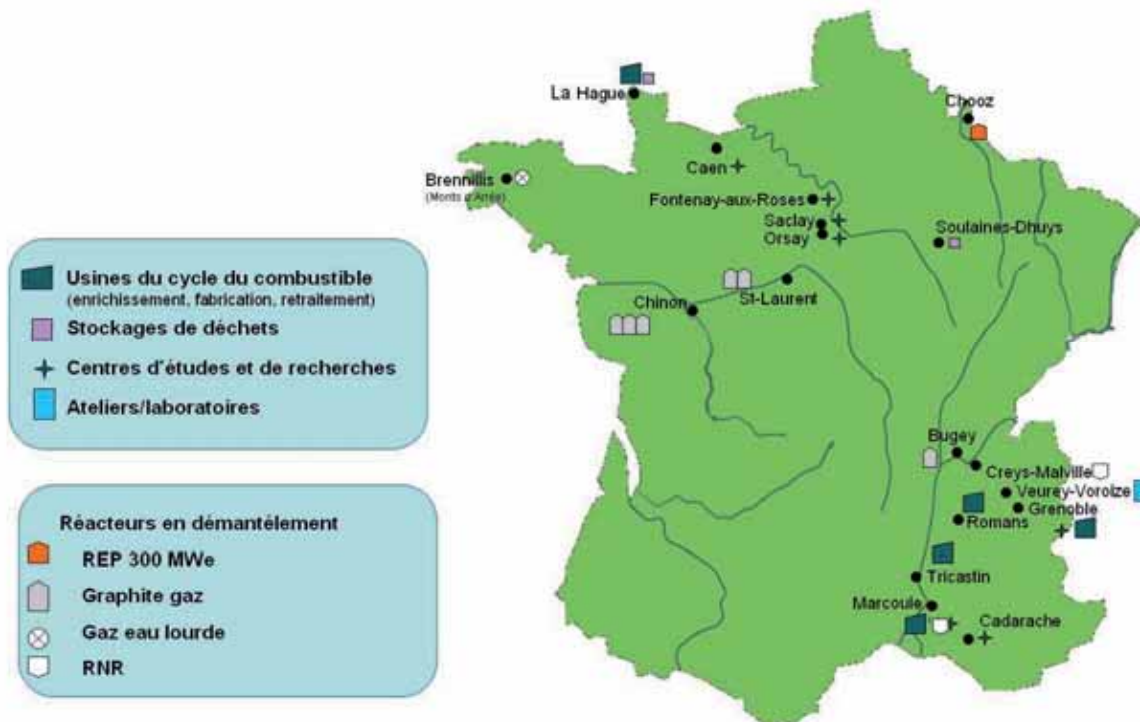
1. Présentation générale des sites et des installations

1.1. La définition de la notion d'installations prioritaires

Les installations nucléaires de base françaises autres que les réacteurs électronucléaires représentent 90 installations implantées sur le territoire. Celles-ci sont de nature variée et sont exploitées par différents exploitants. On distingue ainsi :

- les installations du cycle du combustible, essentiellement exploitées par le groupe AREVA et ses filiales ; celles-ci regroupent les installations de l'amont du cycle (chimie de l'uranium et fabrication du combustible) et de l'aval du cycle (traitement des combustibles usés) ;
- les installations de recherche, en particulier, les réacteurs expérimentaux mais également les laboratoires de recherche. Ces installations sont principalement exploitées par le CEA et quelques organismes de recherche ;
- une installation de fabrication de radioéléments pharmaceutiques à usage médical ;
- les installations intervenant dans la gestion des déchets (entreposage, traitement des déchets et effluents, centres de stockages) ;
- les installations, de toute nature, en phase de démantèlement, en particulier, les réacteurs d'EDF définitivement mis à l'arrêt.

Deux installations sont en projet : le réacteur expérimental Jules Horowitz, en construction sur le site de Cadarache et l'installation ITER, pour laquelle les premiers travaux de génie civil ont débuté en 2010 et dont la demande d'autorisation de création est en cours d'instruction par l'ASN.



Cette grande diversité d'installations se traduit par des enjeux distincts, en particulier au regard du retour d'expérience de l'accident de Fukushima. Une démarche spécifique a donc été adoptée pour identifier, parmi l'ensemble de ces installations, celles qui seraient traitées en priorité, dans le cadre des évaluations complémentaires de sûreté.

Cette démarche de priorisation a consisté à identifier, parmi les installations autres que les réacteurs nucléaires et compte tenu de leur situation au 30 juin 2011, celles présentant les enjeux les plus forts, compte tenu de l'inventaire, radiologique et chimique et de leur sensibilité à l'aléa sismique, au risque d'inondation, à la perte de source froide et des alimentations électriques. Les installations en fin de processus de déclassement, dernière phase administrative après les opérations de déconstruction, de démantèlement et d'assainissement, ont été exclues compte tenu des faibles enjeux associés, les matières dangereuses ayant été totalement retirées de ces installations.

Cette démarche a abouti à définir trois groupes d'installations :

- Un groupe de 20 installations prioritaires qui feraient l'objet d'une évaluation complémentaire de sûreté dès 2011 ;
- Un groupe de 22 installations à enjeux relativement moins importants, qui seraient traitées en 2012 ;
- Les autres installations, soit environ 35 installations, dont le retour d'expérience tiré de l'accident de Fukushima serait pris en compte dans le cadre des réexamens de sûreté, éventuellement anticipés.

Par décisions en date du 5 mai 2011, l'ASN a ainsi arrêté la liste des installations qui seraient traitées en 2011 et 2012.

Les 20 installations traitées en 2011 sont constituées essentiellement d'installations du cycle du combustible, en particulier, l'ensemble des installations des sites de La Hague et du Tricastin. Les réacteurs expérimentaux présentant les plus forts enjeux ont également été pris en compte comme installations prioritaires.

Evaluations complémentaires de sûreté menées en 2011

Exploitant	Site	Installation	Nature
CEA	Cadarache	Réacteur Jules Horowitz	Réacteur d'expérimentation et d'irradiation
		Masurca	Maquette critique
		ATPu	Laboratoire de démantèlement
	Saclay	O siris	Réacteur d'expérimentation et d'irradiation
	Marcoule	Phénix	Réacteur à neutrons rapides
Groupe AREVA	La Hague	Usine UP3	Traitement d'assemblages combustibles irradiés et de matières plutonifères
		Usine UP2-800	Traitement d'assemblages combustibles irradiés et de matières plutonifères
		Usine UP2-400	A l'arrêt : Traitement des combustibles usés UNGG En activité : entreposages de solutions de rinçage ; assainissement d'équipements nucléaires ; recyclage d'acide
		STE2 A silos	A l'arrêt : station de traitement des effluents liquides du site En activité : entreposages de déchets radioactifs ; traitement des effluents
		HAO	En activité : réception de combustibles usés venant de réacteurs autres que les REP français ; entreposage de déchets de structure d'assemblages A l'arrêt : cisailage et dissolution de combustibles
		Elan 2B	A l'arrêt : fabrication de sources de strontium 90 et de césium 137
		STE3	Traitement des effluents liquides du site de La Hague
	Marcoule	MÉLOX SA : usine Mélox	Fabrication combustible MOX
	Tricastin	Eurodif Production : usine Georges Besse et son annexe	Enrichissement d'uranium par diffusion gazeuse
		SET : usine Georges Besse II et son annexe RECII	Enrichissement d'uranium par ultracentrifugation
		Usine TU5 W	Conversion
		COMURHEX - Pierrelatte	Transformation de l'uranium
		Socatri	Maintenance de gros composants, traitement d'effluents et de déchets
	Romans	Usine FBFC	Fabrication de combustibles pour les REP
Institut Laue-Langevin	Grenoble	Réacteur à haut flux	Réacteur expérimental

Evaluations complémentaires de sûreté menées en 2012

Exploitant	Site	Installation	Nature
CEA	Cadarache	Rapsodie	Réacteur expérimental
		MCMF	Entreposage de matière
		LECA	Laboratoire de recherche
		CHICADE	Installation de recherche
		CABRI	Réacteur expérimental
		PEGASE	Installation d'entreposage de combustibles et de déchets radioactifs (fûts Pu)
		Parc d'entreposage Fonction support du site	Entreposage de déchets
	Saclay	Orphée	Réacteur expérimental
Marcoule	Atalante	Laboratoire de recherche	
	Fonctions support du site		
AREVA	Romans	FBFC - Usine CERCA	Fabrication de combustible
CIS BIO International	Saclay	Usine CIS BIO (INB 29)	Usine de fabrication de radio éléments
EDF Installations en démantèlement	Creys Malville	Superphénix dont TNA APEC	Réacteur à neutrons rapides (à l'arrêt)
	Bugey	Bugey 1	Réacteur en démantèlement
	Chinon	Chinon A1	Réacteur en démantèlement
		Chinon A2	Réacteur en démantèlement
		Chinon A3	Réacteur en démantèlement
	Saint-Laurent	Saint-Laurent A1	Réacteur en démantèlement
		Saint-Laurent A2	Réacteur en démantèlement
Chooz	Chooz A	Réacteur en démantèlement	
Brennilis	Monts d'Arrée-EL4D (INB 162)	Réacteur en démantèlement	
ITER ORGANIZATION	Cadarache	ITER	Installation de recherche

Cas particulier des centres de stockage et des projets de stockage de déchets

Compte tenu de la démarche retenue pour définir la priorisation des installations, les installations de stockage [centre de stockage de la Manche (CSM) aujourd'hui en phase de surveillance et le centre de l'Aube (CSA), en exploitation, dédiés au stockage des déchets de faible et moyenne activité à vie courte] ont été retenus en catégorie 3, au regard des critères définis pour l'exercice des ECS (terme source mobilisable, risque sismique, risque d'inondation, perte des alimentations électriques, perte du refroidissement, gestion des situations d'urgence).

Par ailleurs, s'agissant du dimensionnement des ouvrages de ces mêmes installations, des études complémentaires soit sont en cours d'examen (cas de la tenue au séisme des équipements de l'atelier de conditionnement des déchets du CSA) soit seront fournies dans le cadre des suites de réexamen (cas des évolutions à apporter à la couverture du CSM). L'ASN examinera les dossiers lorsqu'elle en disposera.

Enfin, les futures installations en projet devront être dimensionnées en tenant compte du retour d'expérience tiré de l'accident de Fukushima. L'ASN en a formulé la demande à l'Andra qui la retiendra dans les exigences fonctionnelles pour les esquisses à réaliser sur le dossier CIGEO (projet de stockage des déchets de haute et moyenne activité à vie longue). Ce point fera l'objet d'une attention particulière lors de l'examen de la maîtrise des risques. S'agissant du projet de stockage des déchets de faible activité à vie longue (FAVL), la demande a été formulée et cette question sera examinée lorsque le projet sera à un stade de développement plus avancé.

La suite de ce chapitre ne traite que des installations prioritaires autres que les réacteurs électronucléaires, ayant fait l'objet d'une évaluation complémentaire de sûreté en 2011.

Elle présente les premières conclusions issues de l'instruction menée par l'ASN, avec l'appui de l'IRSN, sur la base des rapports des évaluations complémentaires de sûreté remis par les exploitants en 2011. Elle constitue une première étape d'un long processus de prise en compte du retour d'expérience. S'agissant des premières conclusions, les dates associées aux demandes de l'ASN ne sont généralement pas précisées. Leur confirmation demande en effet que soit menés des échanges plus approfondis avec les exploitants.

1.2. Présentation des sites et des installations

1.2.1 Réacteurs expérimentaux

Réacteurs exploités par le CEA

O siris

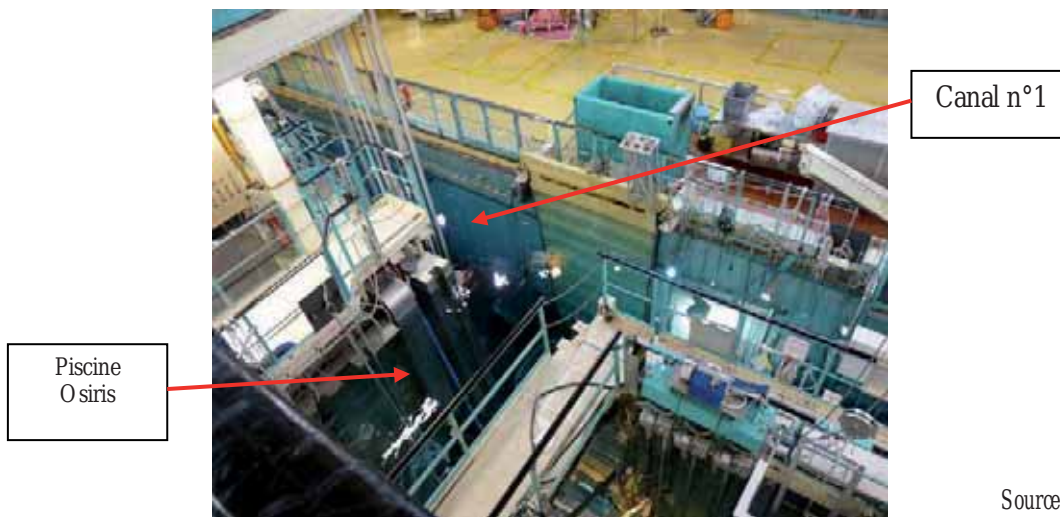
Le réacteur O siris est implanté dans la partie nord-est du centre CEA de Saclay. Ce centre est situé sur le plateau de Saclay au sud-ouest de l'agglomération parisienne, à environ 20 km de Paris. Le site comporte d'autres INB exploitées par le CEA, notamment les réacteurs ORPHEE (INB 101), ULYSSE (INB 18 en démantèlement), des irradiateurs POSEIDON (INB 77), des laboratoires LHA (INB 49 en démantèlement), LECI (INB 50), ainsi qu'une autre INB exploitée par CIS bio International (INB 29).

En outre, dans un rayon de 5 km, le site comprend plusieurs zones d'activités (domaines technologiques de Saclay et de Saint-Aubin, le parc technologique «les Algorithmes», installation SOLEIL,...), des organismes universitaires ou de recherche (SUPELEC, CETIAT, CNRS, Université d'Orsay, INRA,...) et un bassin de population important autour du plateau (banlieue sud-ouest de Paris, vallée de Chevreuse, ...). L'environnement du site comprend également plusieurs axes importants de communication.

Le réacteur O siris, de type piscine et d'une puissance autorisée de 70 MWth, est principalement destiné à la réalisation d'irradiations technologiques de matériaux de structure et de combustibles pour différentes filières de réacteurs de puissance. Il est également utilisé pour quelques applications industrielles, en particulier, pour la production de radioéléments à usage médical. Il est exploité par cycle. Sa maquette critique, le réacteur ISIS, d'une puissance de 700 kWth, sert aujourd'hui essentiellement à des activités de formation. Ce dernier n'est toutefois pas concerné par l'exercice des évaluations complémentaires de sûreté en 2011. Ces deux réacteurs ont été autorisés par décret du 8 juin 1965. La décision de l'ASN n°2008-DC-0113 du 16 septembre 2008 a fixé la date d'arrêt définitif de fonctionnement du réacteur O siris au plus tard en 2015.

L'installation comprend :

- le bâtiment réacteur qui constitue l'enceinte de confinement et abrite la piscine du réacteur contenant le bloc-pile (70 MWth), un canal de stockage et de transfert et les mécanismes ;
- les bâtiments annexes périphériques contenant les ateliers chauds, un sas camion, la galerie couronnes disposant notamment des équipements de ventilation-conditionnement, des installations expérimentales, des aires de stockage et le laboratoire SPR ;
- le bâtiment contenant le réacteur ISIS (700 kWth).



Source CEA

Le dernier réexamen de sûreté de l'installation a été réalisé en 2009. Compte tenu des travaux de rénovation finalisés fin 2010 (projet Aménophis), tels que la mise en œuvre d'une ventilation de sauvegarde, l'ASN a considéré à l'issue de ce réexamen que le fonctionnement du réacteur Osiris pouvait être poursuivi jusqu'en 2015.

Le réacteur Jules Horowitz

Le réacteur Jules Horowitz (RJH) a été autorisé par décret d'autorisation de création le 12 octobre 2009. Il est en cours de construction sur le site de Cadarache. La première divergence est prévue en 2016 - 2017.

Le centre CEA de Cadarache est implanté sur la commune de Saint-Paul-lès-Durance, en rive gauche de la Durance, sur le bassin versant du Ravin de la Bête, à quelques kilomètres en aval du confluent du Verdon avec la Durance. Les villes les plus proches sont Manosque (22 000 hab.) à une quinzaine de km au nord, et Aix-en-Provence (150 000 hab.) à une trentaine de km au sud-ouest. Les principaux axes de communication et infrastructures suivent la voie naturelle de la vallée de la Durance.

Le RJH permettra notamment de réaliser des activités similaires à celles aujourd'hui réalisées grâce au réacteur Osiris. Il présentera toutefois des évolutions significatives, sur le plan des expérimentations (expériences en cœur du réacteur et en périphérie) comme sur celui de la sûreté. La puissance maximale du réacteur prévue par le décret de création est de 100 MW.

Le réacteur Jules Horowitz (RJH) est destiné à la réalisation d'irradiations à haut flux de neutrons afin d'effectuer des expérimentations visant à améliorer ou qualifier les matériaux et les combustibles des réacteurs actuels et futurs et de produire une quantité significative de radio-isotopes à usage médical.

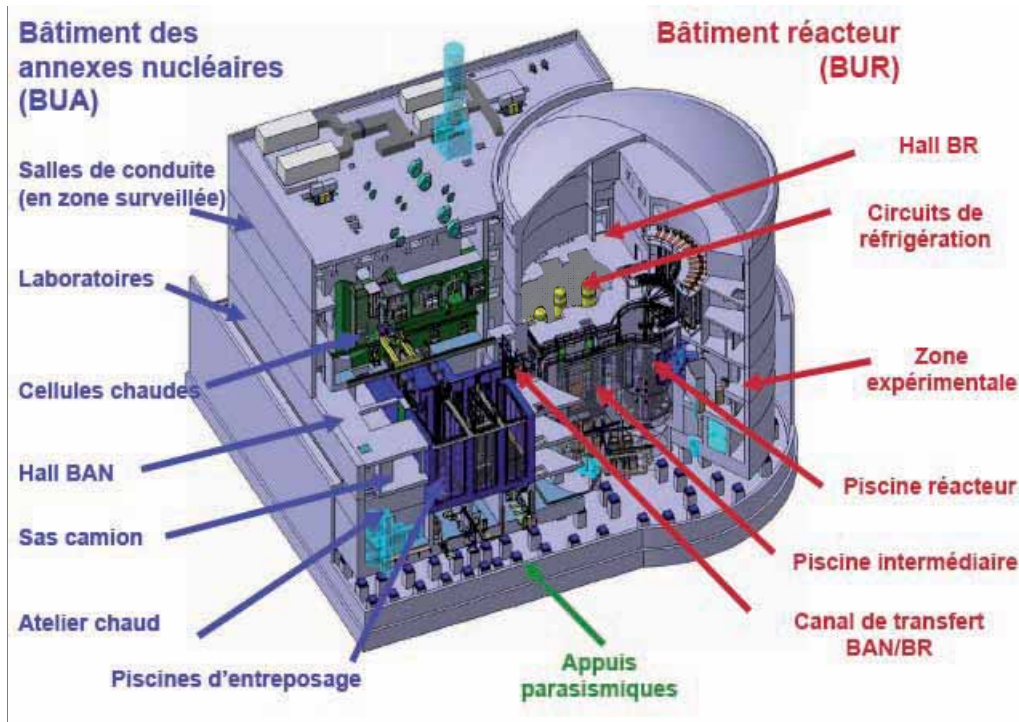
À la suite du décret d'autorisation de création, l'ASN, par la décision ASN n°2011-DC-0226 du 27 mai 2011, a fixé les prescriptions à caractère technique pour la conception et la construction de l'INB. Il s'agit à la fois de figer certains éléments d'analyse ayant servi à l'élaboration du décret d'autorisation et d'instaurer des points d'arrêt pour la réalisation de certaines opérations à forts enjeux. Des dispositions ciblées visent également une transmission régulière d'informations vers l'ASN.

Après les premiers travaux de terrassement, de préparation, de coulage des premiers bétons en 2009, le scellement des appuis parasismiques, le ferrailage puis le bétonnage du radier supérieur de l'unité nucléaire (UN) en 2010, les opérations de génie civil se sont poursuivies en 2011 avec le ferrailage puis le coulage des premiers voiles du bâtiment des annexes nucléaires, ceux de l'enceinte de confinement (bâtiment réacteur) ainsi que le ferrailage avant le coulage des premiers bétons de la piscine du réacteur. Le coulage de ces deux derniers ouvrages était soumis à l'accord préalable de l'ASN en application de la décision du 27 mai 2011 précitée, et a été autorisé par la décision ASN n°2011-DC-0232 du 5 juillet 2011, pour ce qui concerne l'enceinte de confinement, puis par la décision n°2011-DC-0251 du 1er décembre 2011, pour ce qui concerne la piscine réacteur.

L'installation RJH comprend :

- une unité nucléaire (UN) constituée du bâtiment réacteur (BUR) qui constitue l'enceinte de confinement, et du bâtiment des annexes nucléaires (BUA) qui contient notamment les piscines d'entreposage du combustible,
- des bâtiments nucléaires associés contenant notamment les installations de sauvegarde,
- des bâtiments comportant les moyens supports notamment les moyens réfrigérants.

(Source CEA)



Phénix

Le réacteur Phénix est implanté sur le site de Marcoule situé dans le sud de la France, en rive droite du Rhône, au nord d'Avignon, à mi-chemin entre les villes d'Orange à l'est et de Bagnols-sur-Cèze à l'ouest. Ce site comporte d'autres INB, telle Atalante exploitée par le CEA, les installations nucléaires secrètes (INBS) du CEA, l'installation de traitement des déchets par incinération et fusion CENTRACO, exploitée par SOCODEI, ainsi qu'une installation classée pour la protection de l'environnement exploitée par CIS bio international.

Les villes les plus proches, Orange et Bagnols-sur-Cèze sont à 8 km et ne sont pas situées sous les vents dominants, dont essentiellement le mistral soufflant du nord et dans une moindre mesure, le noroît qui souffle du nord-ouest.

Les principaux axes de communication et infrastructures suivent la voie naturelle du couloir rhodanien. Le réacteur Phénix, construit et exploité par le CEA en collaboration avec EDF, est un réacteur de démonstration de la filière dite à neutrons rapides refroidis au sodium. Autorisé par décret du 31 décembre 1969, le réacteur a effectué sa première divergence en 1973. Sa puissance nominale initiale de 563 MWth a été réduite à 350 MWth en 2002. La centrale a cessé définitivement son fonctionnement en puissance couplé au réseau électrique début 2009. Des essais correspondant à la fin du fonctionnement, appelés essais de fin de vie, ont ensuite été réalisés jusqu'au début de l'année 2010. Ces essais étaient destinés à compléter les connaissances sur la filière des réacteurs à neutrons rapides à caloporteur sodium en vue du développement éventuel d'une filière électrogène dite de « Génération IV » et entraient également dans le cadre des études du prototype d'installation mentionné à l'article 3 de la loi 2006-739 du 28 juin 2006 relative à la gestion des matières et déchets radioactifs.

Le dossier de demande d'autorisation de démantèlement est attendu pour fin 2011. L'installation est actuellement en phase de préparation à la mise à l'arrêt définitif en vue du démantèlement. Le programme de démantèlement comportera notamment la mise en œuvre d'installations de traitement du sodium.

L'installation comprend :

- le bâtiment réacteur qui abrite le réacteur et le circuit primaire, et qui constitue l'enceinte de confinement ;
- le bâtiment des manutentions, contenant notamment le barillet de stockage des assemblages, les puits de lavages, des cellules, notamment la cellule des éléments irradiés et la cellule annexe ;
- le bâtiment des générateurs de vapeur, qui contient les réservoirs de stockage du sodium secondaire ;
- la salle des machines ;
- les autres bâtiments (le bâtiment des annexes, le bâtiment contrôle-bureau (BCB), dans lequel est implantée la salle de commande, la station de pompage,...).

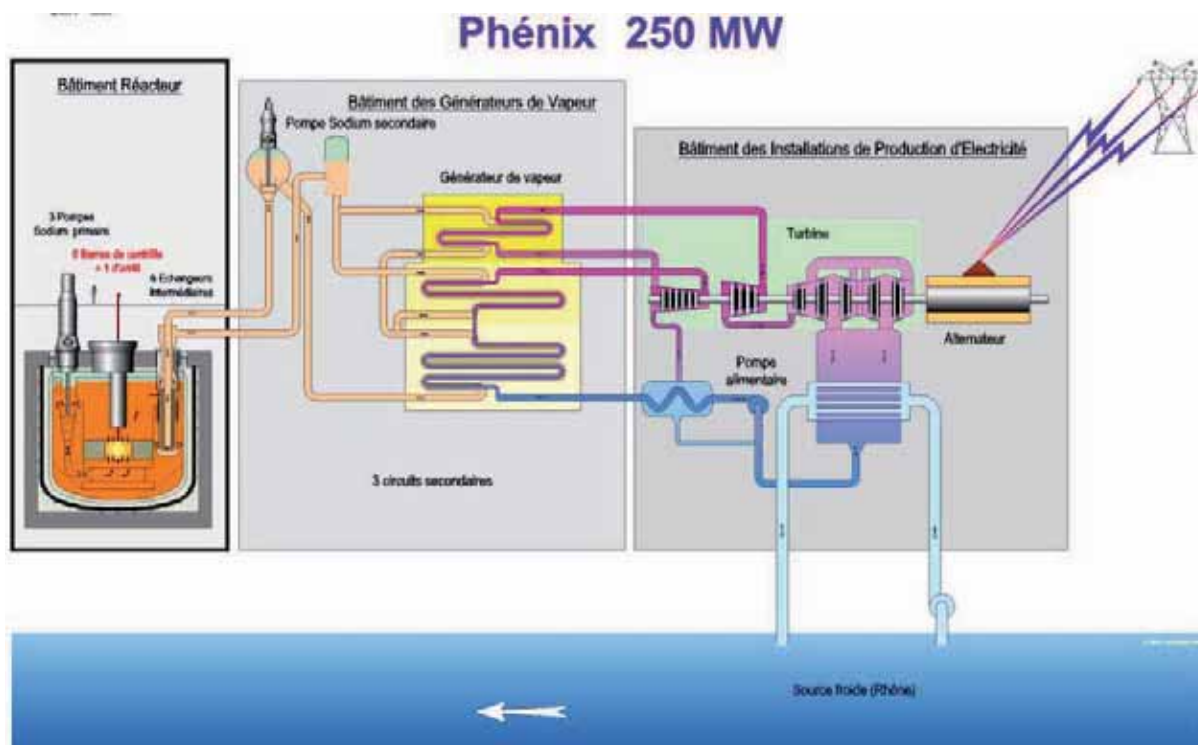


Schéma de principe de fonctionnement (source CEA)

Le réacteur à haut flux (RHF) exploité par l'ILL

Le réacteur est implanté au nord-ouest de la ville de Grenoble, à l'intérieur du confluent de l'Isère et du Drac, au sein du polygone scientifique où sont implantées de nombreuses autres installations dont le centre d'études nucléaires avec d'autres activités nucléaires [CEA Grenoble, en phase de dénucléarisation, Laboratoire de physique subatomique et de cosmologie (LPSC), l'European Molecular Biology Laboratory (EMBL), Société industrielle des combustibles nucléaires (SICN - groupe AREVA)]. Les principaux axes de communication et infrastructures suivent la voie naturelle des vallées de l'Isère et du Drac.

Le réacteur à haut flux (RHF) exploité par l'ILL est un réacteur à uranium très enrichi, modéré et refroidi par de l'eau lourde. Son cœur est constitué d'un seul élément combustible très compact en alliage uranium-aluminium. La puissance de fonctionnement du réacteur est de 57 MW thermique. Cette installation a initialement été autorisée par le décret du 19 juin 1969 modifié par le décret n° 94-1042 du 5 décembre 1994.



(Source ILL)

La cuve ou « bloc pile » contenant le cœur et le modérateur/caloporteur est située dans une piscine remplie d'eau déminéralisée. Trois dispositifs situés à proximité immédiate du cœur permettent de produire des neutrons chauds, ainsi que des neutrons froids et ultra-froids : la source de neutrons chauds, constituée d'une sphère de graphite, et deux sources de neutrons froids, dont la plus importante est constituée d'une sphère contenant du deutérium. Ces neutrons sont prélevés au sein de la cuve par treize doigts de gants horizontaux et quatre inclinés. Ces doigts de gants sont prolongés par des guides de neutrons alimentant des aires expérimentales.

La piscine du réacteur est reliée à un canal de transfert constitué de trois compartiments, les canaux 1, 2 et 3, pouvant être isolés par des batardeaux. Ces canaux servent notamment à la manutention du combustible, au moyen de hottes de chargement-déchargement. Le canal 2 permet l'entreposage des éléments combustibles irradiés.

Le réacteur dispose d'une double enceinte de confinement : l'enceinte béton et l'enceinte métallique. Une surpression de 135 mbar est maintenue dans l'espace inter-enceinte.

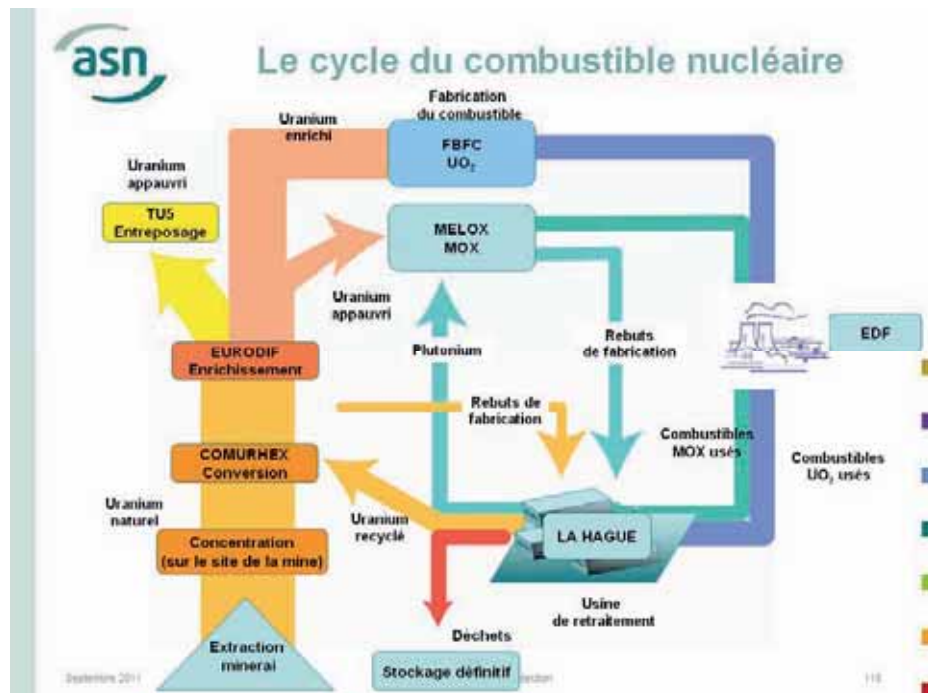
Ce réacteur fournit la source de neutrons la plus intense possible pour des expérimentations dans le cadre de la recherche fondamentale civile.

La durée du cycle n'est que de 46 jours. Il en résulte un inventaire en produits de fission à vie courte d'une centaine de fois plus faible qu'un réacteur électrogène et en produits de fission à vie longue d'un millier de fois plus faible.

La fusion totale du cœur dans l'air du hall du réacteur a été retenue comme accident de dimensionnement.

A la suite du réexamen de sûreté analysé en 2002 par le groupe permanent d'experts en charge des réacteurs, l'ASN avait demandé la réalisation d'importants travaux de renforcement de l'installation à la tenue au séisme. La majorité de ces travaux s'est terminée en 2007. Toutefois, certaines améliorations restaient à être réalisées. A cet égard, une première partie des travaux de renforcement du pont de manutention vis-à-vis du risque sismique a été effectuée en 2010. Comme cela est présenté dans la partie « séisme » du présent rapport, d'autres travaux doivent encore être menés.

1.2.2 Installations du cycle



Le site du Tricastin

Le site industriel du Tricastin est implanté dans la plaine de Pierrelatte située entre le Rhône et le canal de Donzère-Mondragon. Outre les installations nucléaires du groupe AREVA retenues comme prioritaires, il comprend des INB d'autres exploitants : CNPE du Tricastin, INBS du CEA, d'autres installations du groupe AREVA : FBFC (production de sources radioactives étalons), des ICPE, notamment SODEREC qui traite l'acide fluorhydrique produit par les installations d'AREVA NC et TRIADE (activités de service pour les INB).

Les agglomérations les plus proches sont Saint-Paul-Trois-Châteaux (8 800 habitants) à 3 km vers l'est, Pierrelatte (13 000 hab.) à 4 km au nord nord-ouest et Lapalud (3 500 hab.) à 4 km au sud-ouest. Elles ne sont pas sous les vents dominants, dont essentiellement le mistral en provenance du nord. Les principaux axes de communication et infrastructures suivent la voie naturelle du couloir rhodanien.



L'usine Georges Besse I

L'enrichissement par séparation isotopique mis en œuvre dans l'usine Georges Besse I (GB I) d'Eurodif est fondé sur le procédé de diffusion gazeuse. L'usine comporte 1 400 modules d'enrichissement en cascade, répartis en 70 groupes de 20 modules regroupés dans des locaux étanches. Elle a été autorisée par décret du 8 septembre 1977.

Le principe de l'enrichissement par voie gazeuse consiste à faire diffuser l'hexafluorure d'uranium (UF_6) gazeux à travers des parois poreuses appelées « barrières ». Ces barrières laissent passer de façon préférentielle l'isotope 235 de l'uranium contenu dans le gaz, augmentant ainsi, à chaque passage, la proportion de cet isotope fissile dans l' UF_6 . L' UF_6 est introduit au centre de la cascade, le produit enrichi est soutiré à une extrémité et le résidu appauvri à l'autre extrémité.

L'exploitant a annoncé en 2010 l'arrêt du fonctionnement de l'usine pour fin 2012. Puis des opérations de rinçage au ClF_3 seront réalisées pendant 3 ans. Les opérations de mise à l'arrêt définitif et de démantèlement qui suivront devraient s'étendre sur une dizaine d'années. L'activité d'enrichissement de l'uranium sera assurée par l'usine Georges Besse II (GB II), dont le procédé d'enrichissement est basé sur l'ultracentrifugation.

L'usine Georges Besse I (Eurodif) comprend :

- une cascade de diffusion gazeuse pour la séparation isotopique de l' UF_6 en plusieurs étages :
 - étages de petite taille : Usine de Faible Enrichissement ;
 - étages de taille moyenne : Usine Très Grande ;
 - étages de grande taille : Usine Super Grande ;
- les zones d'entreposage des conteneurs d' UF_6 ;
- diverses installations annexes : salle de conduite, installations de réception - expédition - contrôle, poste de transformation, tours aéroréfrigérantes, ateliers et unités de production de fluides, unités de traitement des effluents, magasins, parcs d'entreposage.

Les principaux risques intrinsèques présentés par l'exploitation de cette installation sont liés aux quantités d' UF_6 présentes dans les installations :

- 800 tonnes d' UF_6 gazeux dans la cascade de diffusion (90 tonnes en phase de rinçage) ;
- 114 tonnes d' UF_6 liquide dans l'annexe U pour l'alimentation, le soutirage, ... (74 tonnes en phase de rinçage) ;
- 40 tonnes d' UF_6 liquide dans l'atelier Direction Ressource Programme (DRP) (dit REC1 : atelier de réception et de reconditionnement des conteneurs d' UF_6) ;
- 30 000 tonnes d' UF_6 solide sur les parcs de stockage (50 000 tonnes maximum) ;
- stockage de trifluorure de chlore (ClF_3) : 15 tonnes en conteneurs de 500 kg.

Conformément au cahier des charges, l'évaluation complémentaire de sûreté a été réalisée en prenant en compte l'état de l'installation au 30 juin 2011.

L'usine Comurhex

L'usine comprend :

- des ICPE pour la transformation par voie chimique du tétrafluorure d'uranium naturel (UF_4) en hexafluorure d'uranium (UF_6) afin d'alimenter les usines d'enrichissement :
 - une unité d'électrolyse de l'acide fluorhydrique anhydre (HF) pour obtenir le fluor gazeux nécessaire à la réaction de fluoration de l' UF_4 (structure 200) ;
 - des réacteurs à flamme pour la fluoration de l' UF_4 afin d'obtenir l' UF_6 gazeux qui est ensuite cristallisé (structure 400) ;
 - une activité annexe de fabrication de trifluorure de chlore (ClF_3) (structure 600) ;
 - des unités de traitement des effluents et de maintenance (structure 900, 100E, 1000, 800) ;
 - des aires d'entreposage ;
- l'INB 105, arrêtée depuis le 31 décembre 2008, qui réalisait la transformation du nitrate d'uranyle ($UO_2(NO_3)$) issu du retraitement des combustibles usés en sesquioxyde d'uranium (U_3O_8) et en hexafluorure d'uranium (UF_6) (structures 2000 et 2450).

Les principaux risques intrinsèques que présente cette installation sont les risques toxiques et radiologiques liés à l'utilisation de produits uranifères, fluorés, chlorés et nitrés. De 2013 à 2015, ces unités seront progressivement remplacées par celles du projet Comurhex II en cours de construction, installation qui relèvera du régime des installations classées pour la protection de l'environnement.

L'usine Socatri

L'usine Socatri assure la réparation, la décontamination et le démantèlement d'équipements industriels et nucléaires et traite les effluents issus de ces activités ainsi que les effluents uranifères produits sur le site du Tricastin. Elle a été autorisée par décret du 22 juin 1984. Elle comprend :

- un atelier de préparation des effluents pour la dissolution des dépôts ;
- des stations de traitement des effluents uranifères ;
- des laveries pour la décontamination des matériels ;
- des activités annexes d'entreposage y compris pour des tiers : Andra (déchets radioactifs FAVL) et EDF (matériels contaminés).

Les principaux risques présentés par cette installation sont l'exposition aux rayonnements ionisants et la contamination due aux effluents uranifères et déchets radioactifs, ainsi que les risques chimiques et l'inflammabilité présentés par certaines matières.

L'établissement AREVA NC de Pierrelatte (TU5 W)

L'installation TU5 réalise la transformation en sesquioxyde d'uranium (U_3O_8) par défluoration de l'uranium appauvri généré lors de l'opération d'enrichissement et par dénitratation de l'uranium récupéré lors du traitement des combustibles irradiés sur le site de La Hague.

Cette INB, autorisée par décret du 7 juillet 1992 comprend :

- l'atelier TU5 qui assure la transformation en U_3O_8 par dénitratation du nitrate d'uranyle produit lors du traitement des combustibles usés ;
- le parc d'entreposage (P18) de la poudre d' U_3O_8 produit en fûts de 213 litres.

L'établissement comprend également une ICPE, l'usine W, qui convertit l' UF_6 appauvri en U_3O_8 et une INBS correspondant aux anciennes usines militaires de diffusion gazeuse du CEA, en phase de démantèlement.

Les principaux risques présentés par cette installation sont les risques d'explosion liés aux matières inflammables (hydrogène) et à l'exploitation du four de conversion de l'usine W, ainsi que les risques chimiques, notamment liés à l'acide fluorhydrique, et les risques radiologiques.

L'usine Georges Besse II

L'usine Georges Besse II (GB II) d'enrichissement de l'uranium, exploitée par la société d'enrichissement du Tricastin (SET), met en œuvre le procédé d'ultracentrifugation. Elle remplacera à terme l'usine d'Eurodif qui procède par diffusion gazeuse. La création de l'usine Georges Besse II (GB II) a été autorisée par décret le 27 avril 2007.

Elle comprend :

- deux unités d'enrichissement (Nord et Sud) composées de batteries de centrifugeuses disposées en cascade ;
- des installations annexes pour la maintenance des centrifugeuses et la fourniture des éléments nécessaires aux unités d'enrichissement, l'alimentation électrique, ... ;
- l'atelier REC II pour les opérations de transfert, échantillonnage et contrôle des conteneurs d' UF_6 ;
- des parcs d'entreposage temporaire.

Les principaux risques intrinsèques sont dus à la manipulation et l'entreposage d' UF_6 , en particulier au sein de l'atelier REC II, où l' UF_6 sera aussi mis en œuvre sous forme liquide.

Actuellement, seuls deux modules (soit deux fois huit cascades) de l'unité Sud ont été mis en service.

Le site de La Hague

L'usine AREVA NC de La Hague

Le site de La Hague est implanté dans la pointe nord-ouest de la presqu'île du Cotentin, à 6 km du cap de La Hague, sur un plateau à une altitude d'une centaine de mètres au-dessus du niveau de la mer. Il comprend :

- quatre installations dont la majorité des ateliers sont en phase de mise à l'arrêt définitif et de démantèlement ou sont en attente de mise à l'arrêt définitif et de démantèlement :
 - l'usine UP2-400 pour le traitement des combustibles usés de la filière UNGG et l'atelier AT1 pour le traitement des combustibles usés de la filière à neutrons rapides (INB 33) ;
 - la station STE-2 de traitement des effluents liquides provenant de ces unités (INB 38) ;
 - l'atelier ELAN II B pour la fabrication de sources de césium 137 et de strontium 90 (INB 47) ;
 - l'atelier HAO de traitement des premiers combustibles usés de la filière « oxyde d'uranium enrichi » dite à eau légère (INB 80) ;
- trois installations en exploitation :
 - l'usine UP3-A (INB 116) et l'usine UP2-800 (INB 117) pour le traitement des combustibles usés de la filière à eau légère ;
 - la station STE-3 de traitement des effluents liquides provenant de ces unités (INB 118) ;
- une cinquantaine d'ICPE annexes, notamment pour les divers stockages de produits chimiques ou inflammables utilisés sur le site.

La ville la plus proche est l'agglomération de Cherbourg-Octeville qui se situe à une vingtaine de kilomètres en direction est-sud-est. Elle n'est pas placée sous les vents dominants qui proviennent essentiellement du sud-ouest, ou du nord-est. Les vents sont parfois violents et souvent accompagnés de pluie.

Les principaux axes de communication et infrastructures sont orientés dans l'axe de la presqu'île ; le trafic maritime s'effectue essentiellement à partir du port de Cherbourg.



L'usine UP2-400 (INB 33) qui était destinée au traitement des combustibles usés de la filière UNGG est actuellement essentiellement en attente de mise à l'arrêt définitif et de démantèlement (MAD/DEM). A la fin des opérations d'exploitation, des rinçages et nettoyages des installations ont été réalisés afin de réduire le terme source résiduel.

La partie de l'installation qui est actuellement en attente de MAD/DEM comprend les ateliers MAU, MAPu, HA/DE, DEGAINAGE et HA/PF. Parmi ces ateliers, seul HA/PF est encore en fonctionnement afin de concentrer et entreposer les solutions de rinçage. Cette unité comporte encore des déchets contaminés et des résines échangeuses d'ions usées en attente d'évacuation vers une filière de traitement.

Les autres ateliers de l'installation sont nécessaires à l'exploitation globale du site de La Hague et seront donc maintenus en exploitation :

- l'ensemble bâtiment central comprenant le laboratoire central de contrôle ;
- l'atelier AD 1/ BDH pour la décontamination de matériels ;
- l'atelier STU pour l'entreposage d'acide nitrique.

La station STE2-A (INB 38) effectuait le traitement des effluents liquides radioactifs de faible et moyenne activité avant rejet en mer. A la fin des opérations d'exploitation, les installations ont fait l'objet de rinçages et ont été assainies.

Une partie de l'installation est actuellement en attente de MAD/DEM et comprend la station STE2-A, le bâtiment 128, le bâtiment 119, le silo 115, le silo 130, les fosses et tranchées de la zone Nord-Ouest.

Les autres ateliers de l'installation sont nécessaires à l'exploitation globale du site de La Hague et seront donc maintenus en exploitation :

- La zone d'entreposage de déchets conditionnés et d'entreposage de terres TFA au Nord-Ouest ;
- L'aire de tri des déchets industriels banals (DIB) ;
- La STE-V pour le traitement des effluents « V » et l'entreposage des boues de filtration ;
- Le bâtiment 116 pour la cimentation des colis CBF-K.

L'atelier ELAN II (INB 47) a été définitivement arrêté en 1977. Des opérations d'assainissement ont été réalisées entre 1980 et 1986. Il est actuellement en attente de MAD/DEM.

L'atelier HAO (INB 80) réalisait les premières opérations de traitement des combustibles nucléaires usés à base d'UO₂. Les solutions issues de ce traitement étaient ensuite transférées vers l'usine UP2-400. Les installations d'exploitation ont été dépoussiérées ou rincées pour diminuer le terme source résiduel. Actuellement, elles comportent encore des combustibles de réacteurs d'expérimentation (combustibles dits « RTR ») entreposés en piscine, des déchets de coques et embouts entreposés en silos, ainsi que des résines échangeuses d'ions entreposées en silo en attente de traitement. L'atelier est actuellement en cours de démantèlement à l'exception de la partie HAO Nord encore en exploitation.

L'usine UP3-A (INB 116) assure le traitement d'assemblages combustibles irradiés provenant des réacteurs nucléaires à eau légère et des réacteurs de recherche, ainsi que le traitement de matières plutonifères. Les principales opérations réalisées dans cette unité sont :

- le déchargement des emballages de transport et l'entreposage des assemblages irradiés dans des piscines ;
- le cisailage des assemblages ;
- la dissolution des tronçons obtenus dans l'acide nitrique ;
- la clarification des solutions de dissolution ;
- la séparation des produits de fission dans des colonnes pulsées annulaires sous-critiques ;
- la séparation de l'uranium et du plutonium dans des mélangeurs-décanteurs, puis la purification du nitrate d'uranyle et la purification du nitrate de plutonium et sa conversion en oxyde de plutonium ;
- l'entreposage du nitrate d'uranyle et de l'oxyde de plutonium en vue de leur expédition ;

- la concentration des produits de fission et des effluents de moyenne et haute activité ;
- la vitrification des produits de fission et actinides et leur conditionnement en colis ;
- l'entreposage des colis pour refroidissement ;
- le compactage, le conditionnement et l'entreposage des déchets de structures (coques et embouts).

L'usine UP2-800 (INB 117) assure également le traitement d'assemblages combustibles irradiés provenant des réacteurs nucléaires à eau légère et des réacteurs de recherche, ainsi que le traitement de matières plutonifères.

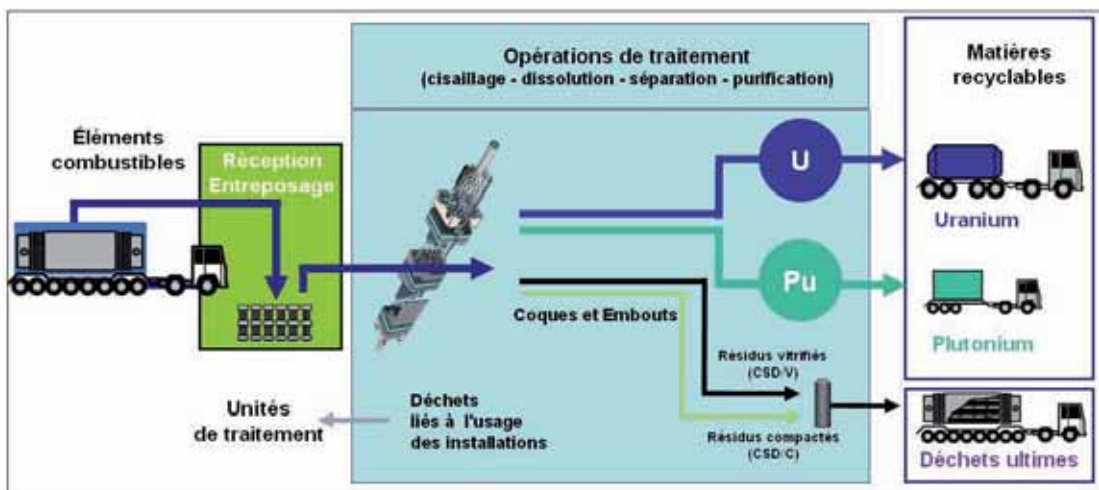
Les opérations réalisées sur cette unité sont similaires à celles de l'INB 116, auxquelles s'ajoutent :

- le désentreposage des colis vitrifiés ou compactés en vue de leur retour vers les clients notamment étrangers ;
- des ateliers de maintenance et d'entretien des châteaux de transport, ainsi que des citernes et conteneurs ;
- une unité de traitement de déchets riches en plutonium ;
- une unité de décontamination de déchets pour permettre leur stockage dans des installations de surface.

La station STE-3 (INB 118) réalise l'épuration des rejets radioactifs avant rejet en mer. Les principales opérations réalisées sur cette unité sont :

- la réception et l'entreposage des effluents actifs ;
- leur traitement ;
- l'entreposage des eaux résiduaires pour contrôle avant rejet en mer ;
- l'enrobage dans du bitume des boues issues du traitement des effluents actifs ;
- l'entreposage temporaire des fûts d'enrobés avant évacuation vers un stockage ;
- la minéralisation des effluents de solvants organiques et leur incorporation dans une matrice cimentée en fûts en vue de leur expédition vers le centre de stockage de l'Aube.

Les risques intrinsèques présentés par ces installations résultent de la manipulation de poudres radioactives (irradiation, contamination, criticité), de l'utilisation de réactifs chimiques ou inflammables et de la production d'hydrogène par réaction de radiolyse.



Autres installations du cycle

L'usine Mélox

L'usine Mélox est implantée sur le site de Marcoule situé dans le sud de la France, en rive droite du Rhône, au nord d'Avignon, à mi-chemin entre les villes d'Orange à l'est et de Bagnols-sur-Cèze à l'ouest. Ce site comporte d'autres INB, les INBS et INB du CEA, l'INB Centracco, ainsi qu'une installation classée pour la protection de l'environnement exploitée par Cis Bio. Les villes les plus proches, Orange et Bagnols-sur-Cèze sont à 8 km et ne sont pas situées sous les vents dominants, dont essentiellement le mistral soufflant du nord et dans une moindre mesure, le noroît qui souffle du nord-ouest.

Les principaux axes de communication et infrastructures suivent la voie naturelle du couloir rhodanien. L'installation a été autorisée par décret du 21 mai 1990. Elle assure la production de combustible MOX. Le processus de fabrication de l'usine Mélox comprend un certain nombre de fonctions regroupées par atelier dans le bâtiment 500 :

- la réception et l'entreposage des poudres d'UO₂ et de PuO₂ ;
- la constitution du mélange MOX à partir de ces poudres ;
- la fabrication des pastilles de combustible par pressage et frittage du mélange ;
- la fabrication des crayons de combustible ;
- l'assemblage des crayons sur les structures métalliques constituant les modules unitaires à introduire dans les réacteurs ;
- le contrôle, l'entreposage et l'expédition des produits fabriqués.

Des bâtiments annexes (501 à 508) regroupent les fonctions d'administration, de surveillance, de maintenance, de fourniture des fluides et matériels, de traitement des rebuts, effluents et déchets.

Les principaux risques sont liés à la manipulation de poudres d'UO₂ et de PuO₂ (irradiation, contamination, criticité).

L'usine FBFC de Romans-sur-Isère

L'usine FBFC de Romans est implantée en limite Est d'une zone industrielle située à l'est de la commune (34 000 hab.), à environ 1 km, entre la RD 1092 au nord et la rive droite de l'Isère au sud. La ville n'est pas sous les vents dominants, notamment le mistral qui souffle du nord.

Le site industriel comprend, outre les installations de FBFC, deux usines de production de polymères, une industrie agroalimentaire, une société de grande distribution et le site de la foire internationale de Romans. Les principaux axes de communication et infrastructures suivent la voie naturelle de la vallée de l'Isère.

Les installations présentes sur le site de FBFC sont composées de :

- l'INB 63 qui fabrique les éléments combustibles destinés aux réacteurs de recherche, autorisée le 9 mai 1967 ;
- l'INB 98 qui fabrique les assemblages combustibles pour les réacteurs nucléaires de puissance de la filière à eau sous pression française (REP), autorisée par décret en date du 2 mars 1978 ;
- des installations annexes, dont une ICPE, des bâtiments ou aires d'entreposage.

Le processus de fabrication des assemblages combustibles REP comporte différentes phases :

- la conversion chimique de l'UF₆ en poudre d'UO₂, cette dernière étant ensuite envoyée dans le procédé de fabrication d'assemblages ;
- la fabrication des pastilles d'UO₂, à partir de la poudre d'UO₂ qui est compressée en pastilles cylindriques ;
- la fabrication des crayons combustibles composés de longs tubes en alliage de zirconium dans lesquels sont empilées les pastilles d'UO₂ ;
- la fabrication des assemblages combustibles par mise en place des crayons combustibles dans des squelettes d'assemblages ;
- le recyclage des rebuts solides d'uranium issus du procédé de fabrication des assemblages.

Les principaux risques intrinsèques sont liés d'abord à la présence d'UF₆ et HF (risques chimiques principalement), mais aussi aux substances uranifères (irradiation, contamination, criticité).

1.2.3 Autres installations

L'atelier de technologie du plutonium (ATPu)

L'atelier de technologie du Plutonium (ATPu) mis en service en 1964 était destiné à la fabrication de combustibles pour les réacteurs expérimentaux, notamment les réacteurs à neutrons rapides Phénix et Superphénix. Il est entré en phase de cessation définitive d'exploitation en 2003, à l'arrêt de la production des crayons combustibles. Le décret du 6 mars 2009 a autorisé sa mise à l'arrêt et son démantèlement.

La phase actuelle du démantèlement concerne les équipements dans lesquels était mise en œuvre la matière radioactive (boîtes à gants et leurs équipements internes, cuves d'effluents et conduites associées, tunnels de transfert aériens entre les boîtes à gants). Elle devrait s'achever à la mi-2013.

Selon leur fonction en exploitation, ces équipements peuvent contenir des reliquats de poudres d'oxydes d'uranium ou de plutonium et de pastilles de combustibles crues ou frittées ainsi que des rebuts de fabrication broyés (oxydes mixtes ou mélanges d'oxydes). Des produits chimiques et des liquides inflammables sont mis en œuvre pour décontaminer les équipements ou fixer la contamination.

Les principaux risques présentés par cette installation sont le risque de dissémination de matières radioactives, le risque d'exposition externe aux rayonnements, le risque de criticité et les risques chimiques ou d'explosion liés à l'utilisation des produits de décontamination ou de fixation.

Le réacteur Masurca

Le réacteur Masurca, dont la création a été autorisée par décret du 14 décembre 1966, est dédié à la détermination des caractéristiques neutroniques utilisées pour la filière des réacteurs à neutrons rapides refroidis au sodium.

Dans la configuration actuelle de l'installation, le cœur est déchargé depuis 2007 pour la réalisation de travaux de mise en conformité à la suite du dernier réexamen de sûreté et cela en vue d'une pérennisation pour mener les programmes expérimentaux associés aux futurs réacteurs de génération IV.

Ce réacteur a une puissance faible (5 kW). L'installation comprend :

- le bâtiment réacteur (BR) composé d'une enceinte métallique de confinement maintenue en dépression. Le cœur est constitué avec des assemblages lors des programmes expérimentaux ;
- le bâtiment de stockage et manutention (BSM) renfermant tous les éléments de simulation neutronique, fissiles, fertiles et inertes (sodium et autres que sodium) qui entrent dans la composition du cœur ;
- le bâtiment contrôle-commande (BCC) qui regroupe tous les organes de commande, contrôle et de mesure du réacteur ;
- le bâtiment auxiliaire (BA) qui contient les installations annexes du réacteur (ventilation, refroidissement, utilités).

Compte tenu de la configuration actuelle de l'installation, le bâtiment réacteur ne contient que neuf sources scellées. Le BSM abrite les matières fissiles, le sodium, les matières fertiles et inertes entreposés dans des magasins distincts, ainsi que les matières du laboratoire actif et les sources radioactives entreposées dans le coffre du local source. Le BCC et le BA ne contiennent aucune matière nucléaire ou dangereuse.

La reprise du fonctionnement du réacteur n'est prévue qu'en 2017. L'évaluation complémentaire de sûreté a été réalisée en tenant compte de l'état de l'installation au 30 juin 2011, conformément au cahier des charges qui était fixé. Le principal risque est lié à l'entreposage des matières dans le BSM. Cette installation est donc étudiée dans le cadre des évaluations complémentaires de sûreté comme une installation d'entreposage de matières et non un réacteur d'expérimentation.

Ces deux installations sont implantées sur le site de Cadarache décrit précédemment (§ 1.2.1 / RJH).

1.3. Une démarche adaptée à la diversité des installations

1.3.1 Les particularités de la démarche pour les installations autres que les réacteurs de puissance

La démarche d'évaluation complémentaire de sûreté engagée par l'ASN est commune à l'ensemble des installations. Cette évaluation complémentaire consiste en une réévaluation ciblée des marges de sûreté des installations nucléaires à la lumière des événements qui ont eu lieu à Fukushima, à savoir des phénomènes naturels extrêmes mettant à l'épreuve les fonctions de sûreté des installations pouvant conduire à un accident grave.

Les spécifications techniques du cahier des charges européen ont été définies pour les réacteurs de puissance, au regard des accidents graves pouvant les affecter et conduire à des effets faibles. Les cahiers des charges prescrits par l'ASN aux exploitants dans ses décisions du 5 mai 2011 s'appliquent à l'ensemble des installations nucléaires : ils intègrent les éventuelles spécificités à prendre en compte en fonction de la nature des installations. Deux types d'installations ont ainsi été considérés : les réacteurs électronucléaires et les réacteurs d'expérimentation d'une part, les autres installations, d'autre part.

Les rapports des évaluations complémentaires de sûreté comprennent une partie descriptive de chaque installation qui précise :

Pour les réacteurs électronucléaires et les réacteurs d'expérimentation :

- le type de réacteur (y compris l'inventaire radiologique, la nature du combustible et son enrichissement, la nature du modérateur et du réfrigérant, les caractéristiques et l'état de l'enceinte de confinement) ;
- la puissance thermique ;
- la date de la première divergence ;
- l'existence et le nombre d'entreposages de combustibles neufs ou usés (ou d'entreposages partagés) ;
- les spécificités des différentes installations, importantes pour la sûreté.

Pour les autres installations nucléaires :

- le type d'installation ;
- les activités (nucléaire, chimique, biologique), dont les stockages de déchets ou de combustible, avec l'inventaire maximum autorisé ;
- les inventaires autorisés de matières radioactives et chimiques, avec leurs caractéristiques, notamment nature et forme ;
- les risques spécifiques (particulièrement les risques nucléaires et chimiques) : criticité, irradiation, risque d'explosion, d'incendie...

Pour les autres installations, les exploitants ont défini la nature des accidents graves qu'ils considéraient comme pouvant conduire à des effets faibles. **Ces accidents graves ou situations redoutées** sont précisées, pour chaque installation, dans les évaluations complémentaires de sûreté. Certains ne sont pas uniquement liés au risque nucléaire, en particulier pour les installations du cycle du combustible pour lesquelles les accidents graves sont étroitement liés au risque chimique.

Ainsi ont notamment été étudiés les éléments suivants :

Pour les réacteurs électronucléaires et les réacteurs d'expérimentation :

- perte de la fonction de refroidissement du cœur ;
- perte de la fonction de refroidissement du combustible entreposé à sec ou sous eau ;
- perte d'intégrité du confinement, notamment de l'enceinte de confinement.

Pour les autres installations nucléaires :

- perte de la fonction de refroidissement ;
- perte du confinement de produits radioactifs ou dangereux ;
- perte des moyens de maîtrise des risques d'explosion, notamment le risque d'explosion d'hydrogène ;
- perte des moyens de prévention des risques de criticité ;
- perte des moyens de lutte contre l'incendie.

La démarche adoptée pour réaliser les évaluations complémentaires de sûreté a ainsi consisté à examiner deux principaux points :

- la conformité de l'installation au regard de son référentiel actuel, défini en fonction de son dimensionnement et des éventuels réexamens de sûreté réalisés par le passé ;
- la robustesse des installations au-delà des niveaux d'aléas retenus pour son dimensionnement et l'évaluation des marges correspondantes ; des systèmes, structures et composants (SSC) clés ont ainsi été identifiés afin d'évaluer cette robustesse de façon ciblée, au regard des situations redoutées.

Pour l'examen de conformité, dans le cas des installations autres que les réacteurs exploités par EDF, le référentiel à considérer est constitué de dispositions communes (règle fondamentale de sûreté, arrêtés ministériels en particulier) et de dispositions spécifiques aux installations (règles générales d'exploitation, rapport de sûreté). Les paragraphes suivants précisent ainsi, pour chaque installation, le référentiel considéré pour évaluer la conformité.

Pour l'appréciation de la robustesse des installations, les exploitants ont identifié pour chaque installation, les marges dont ils disposaient au regard du dimensionnement de leurs installations, en considérant des niveaux d'aléas allant au-delà des scénarios pris en compte jusqu'à présent.

Par ailleurs, l'ASN a demandé que soit identifié un noyau dur de dispositions matérielles et organisationnelles renforcées, dont la disponibilité devra être assurée, dans des conditions extrêmes afin de prévenir ou gérer un accident grave. Cette notion n'ayant été introduite que lors de l'instruction des rapports, l'ASN demandera aux exploitants de lui transmettre des éléments complémentaires.

L'ASN demandera ainsi à tous les exploitants de définir un **noyau dur de dispositions matérielles et organisationnelles renforcées** visant, pour les situations extrêmes étudiées dans le cadre des ECS, à :

- prévenir un accident grave ou en limiter la progression ;
- limiter les rejets massifs dans un scénario d'accident qui n'aurait pas pu être maîtrisé ;
- permettre à l'exploitant d'assurer les missions qui lui incombent dans la gestion d'une crise.

L'exploitant devra soumettre à l'accord de l'ASN les exigences applicables à ce noyau dur. Afin de définir ces exigences, il lui est demandé de retenir des marges significatives forfaitaires par rapport au référentiel actuel (par exemple pour le séisme, la règle fondamentale de sûreté n°2001-01 et les règles parasismiques à l'état de l'art ainsi que les dispositions constructives du guide ASN 2-01). Les systèmes, structures et composants (SSC) faisant partie de ces dispositions doivent être maintenus fonctionnels pour les situations extrêmes étudiées dans le cadre des ECS. En particulier, ces SSC sont protégés des agressions internes et externes induites par ces situations extrêmes, par exemple : chutes de charges, chocs provenant d'autres composants et structures, incendies, explosions.

Pour la mise en place de ces dispositions, il est demandé à l'exploitant de privilégier, lorsque cela est possible, l'ajout de SSC indépendants et diversifiés afin de limiter les risques de mode commun.

1.3.2. L'identification des situations redoutées

Réacteurs expérimentaux

Réacteurs exploités par le CEA

Cas des installations RJH et O siris

- Les situations redoutées ou « états dégradés » selon la terminologie utilisée par le CEA considérées consistent en une fusion sous eau ou à l'air, d'éléments combustibles irradiés, avec perte de confinement associée.

Dans le cas du RJH, le CEA retient également la situation correspondant à un accident de criticité en cas de perte de la géométrie d'entreposage.

Pour prévenir ces situations redoutées, le CEA identifie les équipements clés suivants pour le refroidissement du cœur :

- à court et moyen terme :
 - dans le cas de l'installation Osiris, l'arrêt d'urgence du réacteur et les clapets de convection naturelle ;
 - dans le cas de l'installation RJH, l'arrêt d'urgence du réacteur, la pompe de brassage implantée sur la file 3 du circuit primaire et son jeu de batteries d'alimentation électrique SUS B, les vannes de convection naturelle et leur jeu de batteries d'alimentation électrique SUS A ;
- à long terme :
 - les piscines connectées au réacteur et leur dispositif d'étanchéité.

Concernant les piscines d'entreposage des éléments combustibles irradiés, le CEA valorise les piscines et leur dispositif d'étanchéité.

Pour l'installation Osiris, le CEA retient également des moyens d'appoint d'eau adaptés à la cinétique du scénario étudié.

Pour la situation d'accident de criticité retenu sur le RJH, le CEA identifie comme équipements clé les racks et armoires situés en piscine ou dans les magasins d'entreposage.

Pour le RJH et Osiris, l'ASN considère, à l'issue de l'instruction, que l'identification des situations redoutées par le CEA est satisfaisante. Néanmoins, elle estime que l'identification des équipements clés et de leurs agresseurs potentiels est partielle et qu'au-delà des seules piscines, le bloc-pile, dans son ensemble, ainsi que le circuit primaire nécessitent d'être considérés comme équipements clés. Ce point a fait l'objet d'un engagement du CEA.

Phénix

Les situations redoutées ou « états dégradés » de l'installation retenus pour identifier les équipements clés sont :

- les pertes de confinement de sodium susceptibles de conduire à un feu de sodium ou à une réaction sodium-eau ;
- un accident de criticité dans le barillet de stockage des assemblages combustibles irradiés ;
- un effondrement des cellules chaudes.

Ainsi, pour prévenir ces situations redoutées, le CEA retient les équipements clés suivants :

- au regard du risque de perte de confinement du sodium :
 - les pièges froids primaires situés dans le bâtiment réacteur ;
 - la cuve d'enceinte primaire et ses structures de supportage (pour faire face à une fuite des deux premières cuves)¹ ;
 - les réservoirs de stockage du sodium primaire situés dans le bâtiment réacteur ;
 - le barillet de stockage situé dans le bâtiment des manutentions (également considéré dans le cadre d'un accident de criticité) ;
 - le réservoir de vidange du circuit de purification du barillet
 - le piège froid du barillet ;
 - les réservoirs de stockage du sodium secondaire et les auxiliaires des circuits sodium secondaires (y compris les pièges froids) situés dans le bâtiment des GV ;
 - au regard du risque d'effondrement des cellules chaudes, la cellule des éléments irradiés et la cellule annexe situées dans le bâtiment des manutentions.

Le CEA a également identifié les agresseurs potentiels des équipements essentiels, à savoir :

- les structures de génie civil des différents bâtiments dont notamment celles à l'origine d'un potentiel effet domino ;

¹ Le CEA évalue également le comportement sous séisme du circuit de refroidissement de l'enceinte primaire (US) dans la mesure où sa défaillance pourrait aggraver notablement l'ampleur de la réaction sodium-eau faisant suite à la rupture de la cuve d'enceinte primaire.

- les caissons des GV, les cloisons coupe feu de sodium et les passerelles situées dans le bâtiment des GV ;
- le pont P1 situé dans le hall du bâtiment du réacteur ;
- les ponts P2 et P4 situés dans le bâtiment des manutentions.

La liste des situations redoutées retenues par le CEA pour Phénix n'appelle pas de remarque particulière.

Réacteur exploité par l'ILL

La démarche mise en œuvre par l'exploitant a consisté à identifier les scénarios pouvant conduire à des conséquences radiologiques supérieures à celles considérées pour établir le plan particulier d'intervention (PPI). Les scénarios ont été élaborés en considérant toutes les phases d'exploitation, même celles de très courte durée comme la mise en hotte de transfert de l'élément combustible en pile lors de son déchargement ou le changement d'eau dans la hotte de transfert avant déchargement de l'élément combustible irradié dans le canal 2 (piscine d'entreposage des éléments combustibles irradiés).

Les scénarios ont été construits à partir d'événements initiateurs de type « accident de réactivité » et « perte de refroidissement » en cherchant les séquences qui conduisent à une fusion sous eau ou à l'air d'éléments combustibles.

Sur cette base, l'exploitant a retenu comme scénarios susceptibles de produire un effet falaise :

- la fusion du cœur à caractère explosif (type BO RAX) consécutive à la rupture du collecteur d'entrée d'eau lourde dans le cœur du réacteur ;
- la fusion à l'air d'un élément combustible irradié dans le bloc-pile peu de temps après l'arrêt du réacteur en fin de cycle (2,5 h), consécutive à une brèche sur le circuit primaire ou à la rupture d'un doigt de gant d'un canal expérimental ;
- la fusion à l'air d'un élément combustible irradié ayant refroidi 24 h après l'arrêt du réacteur, pendant son déchargement du bloc-pile consécutive à une brèche sur le circuit primaire ou à la rupture d'un doigt de gant d'un canal expérimental ;
- la fusion à l'air d'un élément combustible dans la hotte de manutention après 50 jours de refroidissement, lors de l'opération de changement d'eau pendant laquelle l'élément est à l'air ;
- la fusion à l'air de plusieurs éléments combustibles irradiés entreposés dans le canal 2, consécutive à une perte d'étanchéité de la piscine.

Ces scénarios, déjà étudiés dans les référentiels de sûreté, conduisent à un « effet falaise », c'est-à-dire des conséquences radiologiques supérieures à celles du PPI, uniquement s'ils se cumulent avec une dégradation de la fonction « maîtrise des rejets dans l'environnement ». Cette fonction se trouve dégradée en cas :

- de perte de la pressurisation de l'espace annulaire entre l'enceinte interne en béton et l'enceinte métallique extérieure (la pressurisation participe au confinement statique) ;
- de perte des ventilateurs et de la filtration du circuit des effluents gazeux (qui sert à maintenir une dépression par rapport à l'environnement dans le bâtiment réacteur) ;
- d'endommagement de l'enceinte interne en béton, générant des fuites directes dans l'environnement.

Ceci conduit l'exploitant à identifier les SSC clés suivants :

- pour la prévention de l'accident de type BO RAX
 - le collecteur d'entrée d'eau lourde dans le cœur (prévention du risque d'insertion de réactivité) ;
 - l'arrêt d'urgence ;
- pour la prévention du risque de fusion à l'air de l'élément combustible dans le bloc pile :
 - le circuit primaire (prévention de la perte d'inventaire en eau) ;
 - les doigts de gant (prévention de la perte d'inventaire en eau) ;
 - les vannes de sécurité des doigts de gant (isolement du bloc pile en cas de rupture des doigts de gant) ;
 - le Circuit d'Eau de Secours (appoint d'eau en cas de perte d'inventaire en eau) ;

- pour la prévention du risque de fusion des éléments combustibles dans le canal 2 :
 - le génie civil du canal 2 ;
 - le cuvelage du canal 2 ;
- pour la prévention du risque de fusion de l'élément combustible dans la hotte de manutention :
 - le circuit de remplissage en eau de la hotte ;
 - la ponte d'urgence (système qui consiste à faire descendre l'élément combustible au fond du canal 2) ;
- pour la fonction maîtrise des rejets dans l'environnement :
 - le circuit d'effluent gazeux et l'isolement de l'enceinte ;
 - l'enceinte béton.

L'exploitant a ensuite procédé, pour chaque SSC clé, à une recherche des équipements dont la défaillance pourrait conduire à une agression mécanique du SSC (chute de charge) et des agressions pouvant les affecter compte tenu de leur environnement (incendie, explosion, inondation interne,...). Les agresseurs potentiels font ensuite l'objet d'une évaluation de robustesse aux aléas externes identique à celle à laquelle sont soumis les SSC clés.

L'ASN considère que la démarche adoptée par l'ILL pour le RHF est satisfaisante.

Installations du cycle exploitées par AREVA

L'identification des SSC clés réalisée par AREVA est basée sur l'identification des situations redoutées (qui sont la transposition de la notion d'accident grave utilisée dans les réacteurs). Les SSC clés retenus sont ceux devant permettre, pour ces événements, de conserver les fonctions importantes pour la sûreté nécessaires, notamment après un aléa, à l'atteinte et au maintien de l'installation dans un état sûr.

Les situations redoutées retenues pour les installations d'AREVA correspondent aux situations de « libération d'un potentiel de danger » pouvant mettre en cause les bases techniques des PUI et des PPI. Compte tenu du nombre de situations redoutées envisageables, qui s'appuient en particulier sur les accidents considérés dans les PUI, une hiérarchisation a été définie, en fonction notamment de la cinétique de libération du potentiel de danger et de sa cinétique de libération.

Ainsi, pour l'établissement de La Hague, l'analyse est effectuée sur la base du terme source mobilisable en situations accidentelles hors dimensionnement, de la cinétique d'atteinte de la situation redoutée (inférieure à 48 heures sauf cas particulier) et de la robustesse des installations (en particulier la stabilité des structures et des barrières de confinement) rendant plausible leur défaillance même pour les agressions extrêmes étudiées. Pour l'usine de Mélox, l'analyse est également basée sur le terme source mobilisable en situations accidentelles hors dimensionnement et sur la cinétique d'atteinte de la situation redoutée.

Pour AREVA, les SSC clés sont les SSC associés aux situations redoutées assurant des fonctions importantes pour la sûreté nécessaires pour atteindre et maintenir, après un aléa, un état sûr ; les fonctions de sûreté concernées sont par exemple la stabilité de structures de génie civil, le maintien de l'intégrité des enveloppes de confinement, le refroidissement des substances radioactives, la dilution de l'hydrogène de radiolyse. Les SSC clés ainsi définis sont, soit « structurels » (éléments de génie civil), soit « fonctionnels » (équipements essentiellement actifs et assurant des fonctions spécifiques).

Situations redoutées pour l'établissement du site du Tricastin

L'usine Georges Besse I

Les sources potentielles d'atteinte à l'environnement et aux populations sont l'hexafluorure d'uranium et l'HF, présents dans :

- la cascade de diffusion gazeuse ;
- le bâtiment annexe U ;
- le bâtiment Direction Ressource Programme (DRP) (REC1 : atelier de réception et de reconditionnement des conteneurs d'UF₆).

La perte d'alimentation électrique et la perte du refroidissement de la cascade n'ont aucune conséquence sur la sûreté et l'environnement.

Pendant la phase d'exploitation, les situations redoutées sont :

- concernant la cascade de diffusion (pouvant contenir 800 tonnes d'UF₆), l'ouverture de brèches conduisant au rejet d'acide fluorhydrique (HF) ;
- concernant l'annexe U et l'atelier DRP, la rupture de multiples tuyauteries et équipements et la perte d'étanchéité des enceintes métalliques conduisant à l'évaporation rapide de l'UF₆ liquide (jusqu'à 114 tonnes à l'annexe U et 40 tonnes à l'atelier DRP).

En cumulant l'ensemble des rejets pouvant être induits par ces situations redoutées, Eurodif a conclu dans son rapport que le rayon correspondant à la zone des dangers significatifs pour les populations serait légèrement supérieur au rayon enveloppe du plan particulier d'intervention (PPI) mais n'impacterait pas de zones du domaine public à occupation permanente autres que la centrale nucléaire du Tricastin.

Pendant la phase de rinçage, les situations redoutées sont les mêmes que pendant l'exploitation mais avec un terme source réduit pour l'UF₆. Eurodif conclut dans son rapport que le rayon correspondant à la zone des dangers significatifs pour la vie humaine est compatible avec le rayon enveloppe du PPI.

Pour l'usine Georges Besse I, l'ASN considère que l'identification des situations redoutées est satisfaisante menée dans le cadre des évaluations complémentaires de sûreté.

Toutefois, compte tenu de l'évolution de l'installation à court terme, des éléments complémentaires devront être transmis, pour prendre en compte les importantes quantités de ClF₃ qui seront mises en œuvre à partir de fin 2012. L'ASN en fera la demande dans le cadre de la demande de modification des conditions d'exploitation de l'installation (demande de modification du décret d'autorisation de l'INB, en cours d'instruction).

Comurhex

Les sources potentielles d'atteinte à l'environnement et aux populations sont :

- sur Comurhex I :
 - le stockage d'acide fluorhydrique (structure 100 HF) ;
 - la fluoration de l'UF₄ en UF₆ (structure 400) ;
 - la production de fluor (F₂) (structure 200).
- sur Comurhex II :
 - le stockage d'acide fluorhydrique (HF) (unité 61) ;
 - la fluoration de l'UF₄ en UF₆ (unité 64).

Concernant Comurhex I, les situations redoutées sont :

- sur la structure 100 HF, un dégagement d'HF suite à la perte d'étanchéité de cuves de stockage et du bâtiment et l'épandage du contenu de la citerne en attente de dépotage ;
- sur la structure 400, l'épandage d'UF₆ liquide par sectionnement de vanne et perte d'étanchéité du bâtiment ;
- sur la structure 200, le dégagement d'HF suite à la perte de confinement des réservoirs et des cellules d'électrolyse et à la ruine du bâtiment.

Pour ces situations redoutées, le rayon correspondant à la zone des dangers significatifs pour la vie humaine est inférieur au rayon enveloppe du PPI mais entraîne des effets létaux sur des zones à occupation humaine permanente (autoroute A7, zone d'activités de Saint-Paul Trois Châteaux, CNPE et quelques habitations de Bollène l'Écluse). Il implique la mise en œuvre de dispositions particulières sur la centrale nucléaire voisine.

Concernant Comurhex II, les situations redoutées sont

- sur l'unité 61, le dégagement d'HF suite à la perte d'étanchéité des cuves de stockage et à une brèche dans la rétention ;
- sur l'unité 64, l'épandage d'UF₆ suite à la rupture des tuyauteries de vidange des cristallisoirs.

En cumulant l'ensemble des rejets pouvant être induits par ces situations redoutées, le rayon correspondant à la zone des dangers significatifs pour la vie humaine serait légèrement supérieur au rayon enveloppe du PPI mais n'impacterait pas de zones du domaine public à occupation permanente autres que le CNPE et de l'autoroute A7, pour lesquels des dispositions particulières sont prévues.

Pour Comurhex II, les SSC clés proposés par l'exploitant sont les suivants :

- les ouvrages des unités (génie civil) ;
- les équipements contenant des produits toxiques ou radioactifs et les rétentions associées ;
- les cuves et lignes d'HF ;
- la cuve de collecte des condensats d'événements ;
- les cellules d'électrolyses ;
- les cristalliseurs ;
- le bouilleur ;
- les silos d'entreposage et les lignes de dépotage d'UF₄ ;
- les dispositifs d'isolement des équipements contenant de l'HF ou de l'UF₆ ;
- les équipements participant à la détection sismique et à la coupure de l'alimentation générale électrique suite à détection ;
- tous équipements susceptibles d'aggraver un SSC en cas de séisme.

Pour Comurhex, l'ASN considère que l'identification des situations redoutées devra être complétée par la prise en compte, comme scénario aggravant, d'un incendie.

Socatri

Les situations redoutées sont la dispersion de matières radioactives et chimiques dans l'environnement. Les rejets atmosphériques n'engendreraient pas de conséquences significatives à l'extérieur du site. Cependant, le déversement des cuves de la Station de Traitement des Effluents Uranifères (STEU) dans la nappe alluviale, puis la G affière, et sans recours à des mesures conservatoires, engendrerait un impact de quelques millisieverts sur un an.

Les zones de Socatri concernées par les accidents étudiés sont les suivantes :

- les zones d'entreposage de matières uranifères ;
- les zones d'entreposage des déchets de Faible Activité à Vie Longue (FAVL) de l'Andra ;
- les zones d'entreposage de déchets en attente d'expédition et de matériels de maintenance pour les CNPE ;
- l'entreposage des effluents uranifères de la STEU.

Pour Socatri, l'ASN considère que l'identification des situations redoutées devra être complétée par la prise en compte du scénario d'inondation et des effets induits (risque de criticité).

TU5 W

Compte tenu des matières mises en œuvre et des procédés utilisés, les seules matières en quantité significative présentant un caractère disséminant et un risque à l'extérieur du site sont l'HF et l'UF₆, liquide ou gazeux.

Concernant les installations TU5 et W, l'exploitant indique que les procédés mettant en jeu la plus grande quantité de matière à caractère dispersable (UF₆ liquide et HF) sont localisés dans les zones « émission » et « stockage HF » de l'usine W. L'incendie et l'explosion n'ont pas été retenus comme pouvant être à l'origine d'une situation redoutée.

Pour TU5 W, l'ASN considère que l'absence d'effet falaise pour les scénarios d'incendie et d'explosion devra être justifiée.

Pour l'atelier TU5, installation dimensionnée au SMS, la situation redoutée dans un scénario de type SMS ++ serait le déversement de nitrate d'uranyle à l'extérieur (16 m³ à 380 g/L), qui n'aurait pas de conséquence immédiate pour les populations environnantes mais demanderait un traitement par la mise en place d'un plan de gestion des sols.

Pour l'usine W, les situations redoutées sont :

- pour le stockage HF, la formation d'une nappe d'HF au sol consécutive à la perte d'intégrité des rétentions et l'impossibilité d'utiliser le système d'épandage d'huile (320 t d'HF sur 1 235 m²) en cas de SMS (cuves non dimensionnées) ;
- pour le bâtiment émission (bâtiment dont la fonction est d'assurer le dégivrage de conteneurs 48 pouces puis l'émission d'UF₆ en phase gazeuse vers les fours de défluoration), la fuite UF₆ gazeux des conteneurs en cours d'émission et en cours de chauffe (57 t d'UF₆ liquide), en cas de SMS (zone non dimensionnée) ;
- pour le parc hydrogène, la fuite d'H₂ avec production de jets enflammés et explosion d'H₂, avec effet domino entraînant la libération d'HF ou d'UF₆ ou d'U₃O₈ en cas de SMS (risque d'arrachement du flexible).

Pour les parcs d'entreposage

Pour le parc P09 (entreposage des cubes d'U₃O₈ appauvri), la situation redoutée est la dissémination de matière à l'extérieur du bâtiment par effondrement sur les conteneurs et dégradation de ces derniers. L'exploitant indique que la mise à jour de l'étude de danger de W prendra en compte un nombre enveloppe de conteneurs dégradés réaliste, et que ce scénario conduira à des rejets négligeables.

Au final, les configurations les plus pénalisantes retenues par l'exploitant sont :

- la fuite de 320 tonnes d'HF au niveau du stockage d'HF de l'usine W ;
- la fuite de 57 tonnes d'UF₆ liquide au niveau des étuves de la zone d'émission de l'usine W.

Pour ces situations redoutées, l'exploitant a identifié les SSC clés suivants :

Fuite au niveau de la zone « stockage HF »

Cette zone comprend deux stockages, SHF1 et SHF2, constitués de deux bâtiments distincts couverts en charpente métallique, à toiture légère. Les charpentes métalliques supportent les passerelles de service et les tuyauteries.

Les deux stockages sont constitués chacun :

- de cuves de stockage d'HF en PEHD situées dans une rétention en béton armé ;
- d'un dispositif d'épandage d'huile dans la rétention en cas de fuite d'HF pour limiter son évaporation ;
- de deux postes de chargement « camion » et « wagon ».

Les SSC clés retenus par l'exploitant en cas de séisme ou d'inondation sont :

- la structure et les fondations du bâtiment ;
- les cuves et leur ancrage ;
- les rétentions des cuves.

Fuite d'UF₆ au niveau de la zone « émission »

Cette zone comporte 4 lignes de défluoration, chaque ligne comprenant trois étuves raccordées à un collecteur (une étuve en émission, une en dégivrage et une en refroidissement ou en déchargement).

Les SSC clés retenus par l'exploitant en cas de séisme ou d'inondation sont :

- le bâtiment « émission » ;
- les conteneurs d'UF₆ ;
- les chariots de supportage des conteneurs ;
- les étuves.

SSC clés de la zone « parc hydrogène »

La capacité maximale de ce parc est de six remorques routières supportant chacune 9 ou 18 réservoirs d'hydrogène sous pression raccordés en série. L'hydrogène, détendu sur parc à 8 bars, est acheminé par un réseau de tuyauteries vers les bâtiments de l'usine W, puis détendu à 3 bars.

Les SSC clés retenus par l'exploitant en cas de séisme ou d'inondation sont :

- les remorques de réservoirs d'H₂ raccordés entre eux en série, équipées d'un flexible d'alimentation,
- les canalisations d'hydrogène,
- les postes de détente et la vanne de coupure d'alimentation en cas de fuite.

Usine Georges Besse II

Le principal événement redouté est la fuite d'UF₆ liquide ou gazeux à une pression sur-atmosphérique (qui pourrait survenir suite à un séisme d'intensité supérieure au SMS). Les termes sources identifiés sont les autoclaves de réception liquide et les autoclaves d'échantillonnage liquide de l'atelier REC II.

Compte tenu des caractéristiques du procédé d'ultracentrifugation (très faibles quantités d'UF₆ mises en œuvre), les conséquences d'un scénario accidentel sur GB II sont identiques, que l'on considère les initiateurs pris en compte dans le dimensionnement ou des initiateurs tels que ceux retenus dans la démarche d'évaluation complémentaire de sûreté.

Pour l'usine Georges Besse II, l'ASN considère que l'identification des situations redoutées retenues est satisfaisante.

Site de La Hague

Les situations redoutées identifiées par AREVA pour l'établissement de La Hague sont :

- S'agissant des risques dus aux dégagements thermiques des matières radioactives :
 - la perte du refroidissement des piscines d'entreposage des assemblages combustibles des ateliers NPH, C, D et E (délai de 6 jours avant atteinte d'un débit de dose de 2 mSv.h⁻¹ au niveau de la piscine et de 10 jours pour le début de dénoyage des assemblages combustibles) ;
 - l'arrêt de la rotation des décanteuses pendulaires centrifuges des ateliers R1 et T1 (délai avant rejet de ruthénium estimé à 50 heures) ;
 - la perte du refroidissement des cuves d'entreposage des solutions concentrées de produits de fission des ateliers R2, T2, T2C, T2D, SPF5, SPF6, R7 et T7 (délais avant ébullition des solutions estimés entre 17 et 35 heures selon les équipements) ;
 - la perte du refroidissement des condenseurs des évaporateurs de concentration des solutions de produits de fission des ateliers R2 et T2 (délai avant ébullition estimé à 44 heures) ;
 - la perte du refroidissement des entreposages de conteneurs d'oxyde de plutonium (PuO₂) des ateliers BSI et BST1 (délai d'atteinte d'une température de 160°C pour le béton estimé à environ 20 heures) ;
- S'agissant du risque d'explosion d'hydrogène de radiolyse :
 - la perte de l'alimentation en air de balayage des cuves d'entreposage des solutions de fines concentrées et des solutions de rinçage basiques des ateliers R1, T1, T2, R7 et T7 (atteinte de la limite inférieure d'inflammabilité (LII) de l'hydrogène entre 7 et 48 heures) ;
- S'agissant des risques de perte du confinement :
 - la perte de l'étanchéité des silos d'entreposage de déchets dits HAO, 130 et de l'atelier STE2-A ; ces situations redoutées ne font toutefois pas l'objet d'une étude plus poussée, AREVA estimant que des moyens adaptés seront prochainement mis en place dans le cadre d'opérations de « reprise et de conditionnement des déchets » (pompes de relevage de la nappe phréatique).

L'exploitant a défini comme périmètre de l'étude des situations redoutées les piscines d'entreposage des combustibles et les cuves d'entreposage de produits de fissions concentrés de l'atelier SPF6.

Pour l'établissement de La Hague, AREVA retient comme SSC clés :

- les SSC relatifs au refroidissement des piscines d'entreposage des assemblages combustibles (hors périmètre UP2-400) hors situation normale (mode de sauvegarde ou de limitation des conséquences) ;
- les SSC relatifs au refroidissement des entreposages de produits de fission des usines UP2-800 et UP3-A hors situation normale (le dossier n'étudie que la robustesse des SSC associés à l'atelier SPF6, celui-ci étant jugé représentatif des autres ateliers) ;
- les deux cuves de gazole de sauvegarde (nécessaire pour la réalimentation des groupes électrogènes).

Pour les installations du site de La Hague, l'ASN considère que la démarche devra être complétée, en particulier pour prendre en compte les aggravants possibles (incendie...).

Autres installations du cycle

Mélox

Les situations redoutées analysées sont :

- celles décrites dans le référentiel de sûreté (accident de transport de la citerne LR47 contenant des effluents de moyenne activité (MA), accident de criticité (dans l'homogénéiseur), incendie non maîtrisé dans un local contenant de la matière radioactive (le local de dosage primaire), perte de confinement liée à un séisme) ;
- un scénario de perte simultanée de la première et de la deuxième barrière du confinement statique et du confinement dynamique des ateliers Poudres du bâtiment 500 avec maintien de la troisième barrière du confinement statique constituée de l'enveloppe extérieure du bâtiment (radier, murs, toiture, portes et traversées) ;
- un scénario de perte totale de l'alimentation électrique ou du refroidissement de l'entreposage de crayons STE conduisant à un accident de criticité dû à la dégradation de la géométrie de l'entreposage.

L'exploitant définit des états sûrs garantissant la sûreté en toute situation ; ils reposent sur la maîtrise des deux risques majeurs que sont le risque de dissémination des matières radioactives (correspondant à la fonction importante de sûreté (FIS) relative au confinement des matières radioactives) et le risque de criticité (FIS : prévention du risque de criticité). Les FIS se déclinent en fonctions de sûreté : la stabilité d'ensemble des structures de génie civil, le maintien de l'intégrité de la troisième barrière de confinement (fissuration faible), le refroidissement de la matière fissile, la prévention du risque de criticité et les fonctions auxiliaires associées.

Pour les situations redoutées retenues, l'exploitant postule la défaillance des lignes de défense successives et identifie des barrières dont la robustesse est étudiée à l'égard des éléments du cahier des charges de l'ASN (séisme, inondation, événements climatiques extrêmes, perte des alimentations électriques ou de refroidissement).

Il en déduit une liste de SSC clés de types « structurels » (éléments de génie civil et de structures mécaniques) ou « fonctionnels » (matériels assurant des fonctions actives). Les SSC clés analysés sont :

- la troisième barrière statique du bâtiment 500 et du bâtiment extension 500 (parois des locaux du laboratoire en limite de bâtiments, portes, filtres, vannes et registres de ventilation) ;
- les réseaux électriques de sauvegarde, y compris les groupes électrogènes de sauvegarde et leurs alimentations en fioul ;
- l'entreposage STE ainsi que ses groupes frigorifiques, ses recycleurs et son réseau d'eau glacée.

Pour Mélox, l'ASN considère que l'identification des situations redoutées est globalement satisfaisante mais devra être complétée en tenant compte de la défaillance des systèmes de détection sismique et des asservissements qu'ils commandent.

FBFC

L'exploitant a considéré comme « situation redoutée » les accidents types retenus dans le PUI de FBFC Romans qui sont :

- un accident de criticité dans les bâtiments C1, AP2 et R1 ;
- une fuite de solution d'HF dans la station HF ;
- un incendie dans les bâtiments C1, AP2 et R1 ;
- un accident de transport de matières radioactives ;
- un accident de transport de matières chimiques ;
- la chute d'un avion sur le parc d'entreposage des conteneurs UF₆ (scénario hors du contexte des ECS).

Selon l'exploitant, les procédés mettant en jeu la plus grande quantité de matière à caractère dispersable (UF₆ chaud, c'est-à-dire sous forme liquide ou gazeuse, et HF) sont localisés dans le bâtiment C1 (zone de conversion) et dans la station HF (2 cuves de 20 m³ d'HF concentré à 50%).

Les situations redoutées identifiées par l'exploitant sont :

- une fuite d'UF₆ dans la zone de conversion, suite à de multiples défaillances entraînant la situation redoutée (perte de la 1^{ère} barrière de confinement (cylindre, flexible et vanne interne), perte de la 2^e barrière de confinement (autoclave), dysfonctionnement de la colonne d'épuration d'ambiance, dégradation du génie civil avec perte du confinement statique). Les conséquences seraient un rejet direct d'UO₂F₂ et d'HF dans l'environnement correspondant à un terme source (très enveloppe) de 6 cylindres contenant chacun 2 277 kg d'UF₆ ;
- une fuite d'HF dans la station HF consécutivement à une perte du confinement assuré par les 2 cuves d'HF concentré, un dysfonctionnement de la récupération dans la fosse de secours, un dysfonctionnement de la colonne d'épuration d'ambiance ou la perte du confinement par dégradation importante du bâtiment. Les conséquences seraient un rejet important d'HF directement dans l'environnement (terme source de 34 m³ d'HF concentré).

Pour la situation redoutée « fuite d'UF₆ dans la zone émission », les SSC clés identifiés sont :

- le bâtiment C1 (séisme) ;
- les autoclaves, les flexibles et vannes d'isolement et les cylindres d'UF₆ (séisme, inondation) ;
- les agresseurs potentiels des autoclaves (séisme).

Pour la situation redoutée « fuite d'HF dans la station HF », les SSC clés identifiés sont :

- le bâtiment (séisme) ;
- les cuves (séisme, inondation) ;
- les agresseurs potentiels des cuves (séisme).

Pour FBFC, l'ASN considère que l'identification des situations redoutées est satisfaisante. Cependant, l'exploitant devra étudier en complément les agresseurs potentiels de la station HF.

Autres installations

ATPu

L'exploitant a identifié comme situation redoutée le rejet de plutonium à l'extérieur du site. Cette situation peut se produire en cas d'effondrement partiel ou total du bâtiment suite à un séisme.

L'exploitant a défini comme SCC clé, la structure du génie civil de l'ATPu, les ancrages des boîtes à gants et des autres équipements constituant le premier système de confinement, ainsi que le système de détection sismique et de coupure automatique des alimentations électriques et des arrivées d'eau. Cette coupure automatique, qui intervient en cas d'accélération égale ou supérieure à 0,65 m.s⁻² ou 0,065 g, vise à limiter les effets indirects du séisme, notamment l'incendie et l'inondation interne.

La perte de ces « SSC clés » conduirait à la dissémination d'une quantité de matières radioactives supérieure à celle retenue dans le PUI et susceptible d'entraîner une pollution de la nappe phréatique.

Pour l'ATPu, l'ASN considère que l'identification des situations redoutées est satisfaisante.

Masurca

Le CEA retient une situation redoutée de l'installation correspondant à un effondrement partiel ou total du bâtiment contenant la matière nucléaire (BSM). Cette situation pourrait être potentiellement aggravée par un accident de criticité ou un feu de sodium. Ainsi, les équipements clés identifiés par le CEA sont le génie civil du BSM et les dispositifs d'entreposage des matières du magasin MG 1 (columbariums, coffrets et casiers). Le CEA retient comme agresseur potentiel des équipements clés le pont gerbeur surplombant le magasin MG 1.

Pour Masurca, l'ASN considère que l'identification des situations redoutées est satisfaisante.

1.4. Appréciation générale de l'ASN sur l'identification des situations redoutées

Globalement, l'ASN considère que les situations redoutées ont été correctement identifiées en première approche, même si elles restent à compléter pour le site AREVA de La Hague, pour prendre en compte en particulier, le cumul de situations accidentelles.

Après cette étape d'identification de ces situations redoutées, l'ASN considère que les exploitants devront s'attacher à définir un **noyau dur de dispositions matérielles et organisationnelles renforcées**.

Il s'agit de doter ces installations de moyens leur permettant de faire face :

- à un cumul de phénomènes naturels d'ampleur exceptionnelle et supérieurs aux phénomènes retenus lors de la conception ou du réexamen de sûreté des installations ;
- à des accidents graves, en particulier, de perte des sources électriques ou de refroidissement de très longue durée et pouvant affecter l'ensemble des installations d'un même site.

Ainsi, l'ASN prescrira aux exploitants de mettre en place un « noyau dur » de dispositions matérielles et organisationnelles robustes, si nécessaire renforcées, pour garantir le caractère opérationnel de structures et équipements permettant de maîtriser les fonctions fondamentales de sûreté dans ces situations exceptionnelles.

Ces dispositions devront permettre ainsi d'assurer une protection ultime des installations, avec les trois objectifs suivants :

- prévenir un accident grave ou en limiter la progression,
- limiter les rejets massifs dans un scénario d'accident qui n'aurait pas pu être maîtrisé,
- permettre à l'exploitant d'assurer les missions qui lui incombent dans la gestion d'une crise.

L'ASN demandera aux exploitants de soumettre à son accord les exigences applicables à ce noyau dur qui devront être définies en retenant des marges significatives forfaitaires par rapport au référentiel actuel.

2. Séisme

Ce chapitre présente les principaux éléments des rapports des évaluations complémentaires de sûreté remis par les exploitants relatifs au séisme et les conclusions de l'ASN à l'issue de l'instruction.

Pour chaque installation ou groupe d'installations, sont successivement abordés les points suivants

- Dimensionnement de l'installation ;
- Dispositions visant à protéger les installations vis-à-vis du risque sismique ;
- Conformité des installations au référentiel actuel ;
- Évaluation des marges de sûreté ;
- Dispositions envisagées pour renforcer la robustesse des installations vis-à-vis du risque sismique.

A l'issue de l'instruction, l'ASN a considéré que pour certaines installations, des actions d'améliorations devaient être mises en œuvre. Elle en fera donc la demande. Certaines de ces demandes prendront un caractère de décision formelle, prise par le Collège de l'ASN, sous forme de prescriptions juridiquement opposables.

2.1. Dimensionnement des installations

L'ASN exige que les installations nucléaires de base soient conçues pour résister à un séisme supérieur au séisme maximal historique s'étant produit au cours du dernier millénaire dans la zone où elles sont implantées.

A cet effet les exploitants sont tenus de définir un aléa sismique pour la conception. La règle pour déterminer l'aléa sismique est définie dans une Règle Fondamentale de Sûreté (RFS). Les RFS ont notamment pour objet d'explicitier les objectifs réglementaires et de décrire, le cas échéant, les pratiques que l'ASN juge satisfaisantes. Elles sont révisées périodiquement pour prendre en compte l'évolution des connaissances. La première RFS sur le sujet date de 1980, il s'agit de la RFS I.2.c², elle a été révisée en 2001, il s'agit de la RFS 2001-01³. Ces RFS sont aussi utilisées pour vérifier le dimensionnement des installations en fonctionnement dans le cadre des réexamens de sûreté, et définir le cas échéant des renforcements.

Ces règles fixent deux niveaux de séisme, le Séisme Maximum Historiquement Vraisemblable (SMHV) et le Séisme Majoré de Sécurité (SMS), qui est le séisme utilisé pour vérifier que le séisme finalement retenu par l'exploitant pour le dimensionnement de son installation (séisme de dimensionnement ou SDD) est conforme à l'exigence.

Le référentiel de référence pour des installations neuves ou lors des réexamens de sûreté est donc la règle fondamentale de sûreté 2001-01, relative à la détermination du risque sismique pour la sûreté des installations nucléaires de base à l'exception des stockages à long terme de déchets radioactifs. Toutefois, pour certaines installations, des règles particulières ont été prises en considération lors de leur conception et n'ont pas été réévaluées lors de réexamens de sûreté. Elles sont donc précisées pour chaque installation concernée.

² RFS I.2.c du 1^{er} octobre 1981 relative à la détermination des mouvements sismiques à prendre en compte pour la sûreté des installations

³ RFS 2001-01 du 31 mai 2001 relative à la détermination du risque sismique pour la sûreté des installations nucléaires de base de surface.

2.2. Réacteurs expérimentaux

2.2.1 Réacteurs exploités par le CEA (*O siris, RJH, Phénix*)

O siris

Dimensionnement et conformité de l'installation

En 1963, ce site étant situé dans une zone tectoniquement stable, pouvait être considéré comme « asismique ». Aucune disposition particulière n'était à prendre vis-à-vis du séisme. En 2004, une étude du CEA a conduit à la définition de séismes caractéristiques pour le site d'intensité V (niveau SMHV calé à 0,04 g) et d'intensité VI (niveau SMS calé à 0,08 g). La RFS 2001-01 conduit à définir pour le site de Saclay un spectre minimal forfaitaire calé à 0,1 g.

Concernant les ouvrages de génie civil, l'analyse du comportement sous séisme de l'installation repose essentiellement sur un avis d'experts qui évalue un niveau de séisme admissible en se référant au spectre minimal forfaitaire (SMF) de la RFS 2001-01.

A l'issue de son analyse, le CEA juge que le comportement global d'O siris est satisfaisant pour un niveau de séisme en accélération équivalent à 1,3 fois le niveau de séisme forfaitaire.

S'agissant de la conformité, le CEA indique que la réalisation d'examen de conformité lors des précédents réexamens périodiques de sûreté, ainsi que de contrôles et essais périodiques, permet de s'en assurer. Ces essais périodiques et contrôles concernent le système d'arrêt automatique sur détection d'un séisme et le génie civil (mesure du taux de fuite, vérification visuelle de l'état du revêtement étanche des casemates des pompes primaires et des échangeurs, des traversées et suivi de l'évolution des quelques fissures de la coupole de l'enceinte du réacteur).

Dispositions de protection de l'installation

Le CEA a identifié les structures, systèmes et composants clés nécessaires pour atteindre et maintenir l'état sûr de repli du réacteur O siris. Ces SSC sont :

- l'arrêt d'urgence du réacteur O siris ;
- le maintien de l'étanchéité et de l'inventaire en eau des piscines du réacteur et des canaux, au moins du canal n°2, avec dans ce cas, la disponibilité des batardeaux n°1 et 2 et d'un moyen de manutention de ces batardeaux ;
- le fonctionnement des clapets de convection naturelle du circuit primaire.

Il convient de noter qu'en 2010, le CEA a mis en place, dans le cadre du projet Aménophis, un système d'arrêt automatique du réacteur O siris sur détection de séisme.

Évaluation des marges de sûreté et dispositions envisagées pour renforcer la robustesse des installations vis-à-vis du risque sismique

Bien que le CEA estime que des séismes sensiblement supérieurs au SMS du site ne sont pas réalistes pour le site de Saclay, il estime que des travaux d'amélioration de la stabilité, en particulier sur les ancrages, peuvent être envisagés sur la structure métallique située au niveau +8 m du bâtiment du réacteur, qui peut constituer un agresseur, sa stabilité étant garantie jusqu'à un séisme de 0,7 SF (séisme forfaitaire).

Selon le CEA, les équipements mécaniques présentent globalement des marges significativement supérieures à celles du génie civil. Par exemple, la marge évaluée pour les équipements varie de 1,3 à 2 alors que la marge évaluée pour les infrastructures et superstructures varie de 0,7 à 2. Le CEA a évalué à 1,3 la marge globale relative à l'intégrité du confinement des matières radioactives.

Le CEA a également examiné le risque de fuite et de perte de réfrigérant. Il a indiqué les actions envisagées pour pallier ce type d'événement (mise en place de batardeaux, mouvements d'eau interne à l'installation, appoint d'eau externe...).

Dispositions pour améliorer la sûreté de l'installation et avis de l'ASN

L'instruction a montré que les valeurs des coefficients de marge mis en avant par le CEA demandaient à être consolidées. Sur la base des éléments présentés, il a été estimé nécessaire que le CEA engage les actions suivantes, certaines ayant déjà été identifiées dans son rapport d'évaluation complémentaire de sûreté :

- réaliser les travaux programmés visant à améliorer le comportement sismique de la structure métallique au niveau +8 m à l'égard du risque d'agression de la piscine ;
- compléter l'analyse du risque d'agression du liner de la piscine et du canal n°2 par des superstructures ou des équipements situés à proximité ;
- qualifier au séisme des appoints d'eau de refroidissement du cœur et des combustibles usés permettant d'éviter leur dénoyage ;
- s'assurer de l'opérabilité du pont (mouvements de batardeaux).

L'instruction a montré que la mise en œuvre de ces actions méritait d'être mise en perspective avec l'arrêt de ce réacteur à courte échéance.

L'exploitant s'est également engagé à évaluer la robustesse du bloc-pile au-delà du séisme du dimensionnement.

Pour Osiris, l'ASN prescrira la réalisation de travaux en vue d'améliorer le comportement sismique de la structure métallique et la mise en place de dispositifs qualifiés au séisme pour maintenir ou compléter l'inventaire en eau.

Réacteur Jules Horowitz (RJH)

Dimensionnement des installations

Le dimensionnement de l'installation RJH a été réalisé en considérant un séisme de dimensionnement (SDD) qui est défini comme l'enveloppe des spectres du SMS de Cadarache et du paléoséisme établis en application de la RFS 2001-01.

Dispositions de protection de l'installation

L'installation RJH dispose d'un dispositif de surveillance de l'aléa sismique réalisé par la mise en œuvre de moyens non spécifiques à l'installation RJH que constituent les dispositions de surveillance du Centre CEA de Cadarache (réseaux de surveillance de la microsismicité locale et régionale, moyens d'instrumentation accélérométrique) et des accéléromètres mesureurs et déclencheurs spécifiques à l'INB RJH. En cas de séisme, l'exploitant est ainsi immédiatement informé pour être en mesure d'exécuter les consignes décrites dans les documents d'exploitation pour une telle situation.

Les dispositions retenues vis-à-vis du séisme concernant le génie civil sont les suivantes :

- la présence d'appuis parasismiques en élastomère fretté posés sur des plots en béton armé en dessous du radier supérieur sur lequel reposent le bâtiment de l'unité réacteur (BUR) et le bâtiment des unités annexes (BUA) permettant de filtrer la composante horizontale de l'excitation sismique ;
- le dimensionnement au séisme des structures internes et ouvrages de génie civil de l'unité nucléaire (UN), constituée du bâtiment de l'unité réacteur et des unités annexes, garantissant l'intégrité et la stabilité de ces ouvrages, le supportage et la protection de l'enceinte de confinement et des EIS devant tenir au séisme implantés dans ces ouvrages, la tenue des parois de l'enceinte de confinement et l'étanchéité du bloc eau, de ses traversées et des liaisons de l'enceinte, l'intégrité des traversées et structures de génie civil de l'UN permettant d'assurer la protection radiologique ;
- le dimensionnement au séisme des autres bâtiments classés de sûreté (bâtiments de sauvegarde (BAS) comprenant des diesels, galeries protégées (BAG) et cheminée de l'UN), la tenue des locaux abritant les systèmes nécessaires à la mise et au maintien à l'état sûr du réacteur.

Des dispositions ont été retenues vis-à-vis du séisme concernant l'enceinte et ses traversées, en particulier le dimensionnement au séisme des ouvrages de génie civil de l'unité nucléaire (UN) garantissant l'intégrité de la troisième barrière de confinement, le dimensionnement au séisme des traversées (fluides et électriques) associées à l'enceinte garantissant l'intégrité pendant le séisme des parties mécaniques des traversées (fourreau, ...) et l'intégrité pendant le séisme et l'opérabilité après séisme des vannes d'isolement enceinte.

Les utilités électriques ainsi que le contrôle-commande associés à la commande des vannes électriques d'isolement enceinte et la surveillance de l'isolement sont dimensionnés au séisme. Ces systèmes sont alimentés par l'alimentation électrique de sauvegarde.

Concernant le réacteur, les dispositions suivantes ont été retenues vis-à-vis du séisme : l'Arrêt d'Urgence (AU) du réacteur et les équipements associés à l'arrêt du réacteur permettant la maîtrise de la réactivité et de la sous-criticité ont été dimensionnés pour être opérationnels pendant et après un séisme. Par ailleurs, les équipements permettant le confinement des matières radioactives ont été dimensionnés au séisme ainsi que les équipements permettant l'évacuation de la puissance résiduelle.

Pour les piscines et les circuits associés, ont été dimensionnés au séisme :

- les piscines elles-mêmes ;
- les équipements permettant la maîtrise de la sous-criticité (dispositifs mis en œuvre au niveau des entreposages des éléments combustibles tels que structures et paniers d'entreposage ; mesures de niveau des piscines, en particulier celui initiant l'arrêt d'urgence) ;
- les équipements permettant le confinement des matières radioactives (cuvelages des piscines et canaux, etc.) ;
- les équipements permettant l'évacuation de la puissance résiduelle (circuits de réfrigération de sauvegarde en particulier) ;
- les moyens permettant la surveillance radiologique.

L'exploitant a également prévu des dispositions d'exploitation vis-à-vis du risque sismique qui portent sur les moyens de manutention lourds (pont polaire, pont nef, passerelle principale des piscines) qui, lorsqu'ils ne sont pas utilisés, sont mis en position garage, hors des zones abritant des éléments importants pour la sûreté, un programme de suivi des appuis parasismiques, des dispositions prises pour la maintenance des drains de la paroi clouée et la limitation des hauteurs de manutention des charges lourdes.

Conformité de l'installation

La conformité de l'installation sera vérifiée, au fur et à mesure de la construction, par la qualification des matériels requis et par le programme de réception et de mise en service.

Évaluation des marges de sûreté

Concernant les ouvrages de génie civil, le CEA a effectué une évaluation de marges en déterminant le niveau de séisme au-delà duquel les fonctions de sûreté ne seraient plus assurées. Le CEA a indiqué qu'une telle approche permettait de mettre en évidence les points faibles d'une installation et d'envisager des dispositions pour améliorer sa robustesse et se prémunir contre un « effet falaise ». Ce niveau de séisme admissible s'exprime par référence au séisme de dimensionnement (SD D) dont le spectre est déjà lui-même enveloppe des spectres SMS de Cadarache et paléoséisme déterminés par application de la RFS 2001-01.

Les structures de génie civil du RJH étudiées selon cette démarche, sont :

- le supportage de l'unité nucléaire (UN) constitué des appuis parasismiques, des plots en béton et du radier inférieur ;
- la piscine du réacteur (RER) ;
- la piscine intermédiaire (RE E) ;
- les casemates du bloc eau ;
- les piscines du bâtiment des annexes nucléaires (BUA) ;
- les bâtiments de sauvegarde (BAS) et les galeries de liaison (BAG) ;
- la toiture du BUA ;
- les agresseurs potentiels des ouvrages dont l'intégrité ou la stabilité doit être maintenue : le bâtiment vestiaire (BAV), la galerie de liaison du BAV à l'UN, la paroi clouée.

Les marges ont été déterminées par référence aux critères de dimensionnement. Le CEA a également valorisé, en termes de marges, la capacité de certaines structures (BAS et BAG) à dissiper l'énergie par un comportement ductile.

Concernant les équipements, le CEA a examiné les sources électriques, les circuits de sauvegarde, les paniers, casiers et racks d'entreposage immergés, ainsi que la passerelle piscine et le pont polaire du bâtiment réacteur (BR).

Les facteurs de marges évalués par le CEA pour ces équipements varient de 1,4 à 2.

Pour les tuyauteries de sauvegarde, le retour d'expérience international indique une marge de 3 par rapport au séisme.

Le CEA estime, à partir de calculs simplifiés, que la stabilité des paniers, racks et casiers immergés est assurée pour au moins 1,4 SDD. Pour le pont polaire du BR, conçu pour rester stable sous un séisme de niveau SDD en position défavorable avec sa charge maximale, l'analyse du CEA conclut à une marge supérieure à 2 par rapport au SDD.

Pour ce qui concerne l'intégrité du confinement, l'exploitant annonce une marge globale de 2 par rapport au SDD. L'analyse des ponts du BUA reste à faire, la conception de ces ponts n'étant pas encore terminée.

L'exploitant estime, globalement pour l'installation RJH, qu'il existe des marges comprises entre 1,5 et 2 vis-à-vis du SDD, mais ne fournit pas d'élément d'appréciation sur le caractère plausible d'un dépassement de ces marges sismiques.

Dispositions pour améliorer la sûreté de l'installation et avis ASN

Outre les propositions figurant dans son rapport d'évaluation complémentaire de sûreté, le CEA s'est engagé dans le cadre de l'instruction de l'évaluation complémentaire de sûreté à prendre différentes dispositions visant à renforcer la robustesse des installations vis-à-vis du risque sismique :

- conforter l'évaluation des marges des bâtiments de sauvegarde (BAS) et expliciter l'évaluation portant sur la marge de 50 % de la paroi clouée ;
- considérer le circuit primaire et le bloc-pile comme des équipements essentiels pour la réfrigération du cœur par les circuits de sauvegarde ou la pompe de brassage, et évaluer en conséquence leur robustesse au-delà du SDD ;
- évaluer, par rapport au risque de fusion du cœur, les marges au-delà du SDD vis-à-vis du risque de remontée de barres d'absorbants sous l'effet de l'accélération verticale.

Enfin, l'ASN considère que l'évaluation des marges de dimensionnement des ponts du bâtiment des annexes nucléaire (BUA) au-delà du SDD, non réalisée dans le cadre de son rapport d'évaluation complémentaire de sûreté, devra être apportée par l'exploitant.

L'ASN formulera des demandes sur ces points à l'exploitant, dont certaines feront l'objet de prescriptions.

Phénix

Dimensionnement des installations et conformité de l'installation

Lors de sa conception, l'installation Phénix a pris en compte deux niveaux de séisme d'intensité VII et VIII, respectivement pour le dimensionnement des structures et des équipements. Les études de sismicité effectuées en 1983 pour le site de Marcoule ont conduit en application de la RFS 81 à retenir les événements suivants :

- le séisme de Châteauneuf (1873) d'intensité épicentrale VII-VIII ramené sous le site ;
- le séisme de Provence (1909) d'intensité épicentrale IX, de magnitude 6,2 et à 35 km du site ;
- le séisme associé à la faille de Nîmes, d'intensité épicentrale VII, de magnitude 4,9, à une distance de 10 km du site.

Lorsque le comportement sismique de la centrale a été réévalué dans les années 1990 pour vérifier la sûreté de l'installation en cas de SMHV d'intensité VII-VIII, les spectres retenus pour conduire la réévaluation sismique ont été les suivants :

- un spectre dit « EDF » calé à 0,15 g ;
- un spectre représentant le séisme proche RFS 81 calé à 0,2 g.

Concernant les ouvrages de génie civil, la réévaluation sismique de l'installation a été effectuée en considérant l'enveloppe des deux spectres représentant les séismes lointains de référence du site de Marcoule au niveau SMHV et d'un spectre représentant le séisme proche du SMHV par application de la RFS I.2.c du 1er octobre 1980. Cette réévaluation a conduit à mettre en œuvre d'importants renforcements, en particulier des renforcements des bâtiments et des composants comme les ponts roulants.

S'agissant de la conformité des bâtiments et équipements, le CEA indique dans son rapport ECS que la réalisation d'une surveillance permanente ou périodique de certains paramètres dans diverses conditions de fonctionnement de la centrale, de tests programmés de matériels ne fonctionnant pas en permanence, de contrôles réglementaires ainsi que la vérification de l'absence d'impact des modifications sur la tenue au séisme des équipements et bâtiments permettent de garantir cette conformité.

Évaluation des marges de sûreté

Pour l'évaluation de la robustesse de cette installation, la démarche du CEA a consisté à identifier des marges élémentaires pour les structures et les équipements.

Le CEA a déterminé un facteur de marge global pour chaque bâtiment qui, appliqué comme coefficient multiplicateur par rapport au niveau du séisme de référence SMHV qu'il a retenu, permet de déterminer le niveau de séisme au-delà duquel un effet falaise peut se produire. Le facteur de marge global est défini comme le produit de marges élémentaires induites par le conservatisme des méthodes et des critères de dimensionnement, la capacité des structures à dissiper l'énergie par un comportement ductile, la réduction des chargements pour certains bâtiments où des circuits ont été vidangés et des équipements démontés ainsi que la valorisation d'éléments non pris en compte lors de la réévaluation sismique et susceptibles d'intervenir dans la résistance des ouvrages.

Le CEA a examiné le circuit primaire, le barillet de stockage des éléments combustibles, le circuit US de refroidissement, les auxiliaires sodium primaire (réservoirs, supports, pièges froids), les agresseurs potentiels (ponts, caissons des générateurs de vapeurs et passerelles).

Le CEA a ainsi obtenu un facteur global de marge de 4,5 sur le circuit primaire, allant jusqu'à 7 pour les circuits auxiliaires de sodium. La marge minimale est obtenue pour les ponts roulants P2 et P4 (agresseurs potentiels) avec un facteur de 1,8. Ces valeurs sont à comparer aux facteurs de marge globaux du génie civil qui varient de 1,5 à 7.

L'exploitant a considéré que ces marges étaient satisfaisantes et ne conduisaient pas à envisager de disposition complémentaire particulière vis à vis du risque sismique.

Dispositions envisagées pour renforcer la robustesse des installations vis-à-vis du risque sismique

L'ASN souligne que les risques présents lors de la phase de préparation au démantèlement et lors du démantèlement découlent non seulement de l'inventaire radioactif de l'installation, mais également du sodium entreposé.

A l'issue de l'instruction, le CEA s'est engagé à conforter l'évaluation des marges sismiques pour les ponts P2 et P4 et évaluer la robustesse du pont P6 au-delà du séisme de dimensionnement.

Pour Phénix, l'ASN prescrira au CEA de procéder à une évaluation de la robustesse du pont P6 de la centrale au-delà du séisme de dimensionnement et de proposer, si nécessaire, des renforcements.

2.2.2. Réacteur exploité par l'ILL

Dimensionnement du RHF

Le RHF a été conçu et réalisé selon les règles parasismiques PS 67 pour un séisme d'intensité VIII. Les spectres dits « RFS 1981 » ont été utilisés pour les études conduites de 1994 à 2002. La démarche d'évaluation de l'aléa sismique retenue à l'issue du réexamen de sûreté en 2002 a été effectuée en application de la RFS 2001-01. Il convient de préciser qu'en 2004, il a été décidé de ne considérer les spectres « RFS 2001-01 » que pour les études qui n'avaient pas encore été engagées. Les spectres de réponse dits « RFS 1981 » établis selon la RFS I.2.c et validés par l'ASN en 1997 ont été utilisés pour certains renforcements. Il convient de souligner qu'à la suite du réexamen de sûreté de 2002, l'ILL a engagé d'importants travaux de renforcements sismiques sur l'installation ; certains doivent encore être finalisés.

Dans son rapport ECS, l'ILL a indiqué que les spectres de dimensionnement utilisés correspondent, selon les SSC clés, soit aux spectres « RFS 1981 », soit à des spectres « RFS 2001-01 ». En particulier, le séisme utilisé pour le bâtiment réacteur est le séisme proche défini par la RFS 1981 ; toutefois, pour les fréquences inférieures à 4 Hz, le spectre « RFS 2001 » est plus pénalisant que le spectre du séisme proche « RFS 1981 ».

L'application de la RFS 2001 conduit à définir un Séisme Majoré de Sécurité de magnitude 5,7 dont l'épicentre est situé à 7 km sous le réacteur.

Dispositions visant à protéger les installations vis-à-vis du risque sismique / séisme de dimensionnement

En cas de séisme, l'exploitant a indiqué que l'état de repli de l'installation correspond à :

- l'arrêt d'urgence du réacteur ;
- le renforcement du confinement deuxième barrière : fermeture de toutes les vannes de sécurité et d'évents D₂O et H₂O ;
- l'isolement d'enceinte : fermeture de toutes les vannes troisième barrière ;

L'ordre de repli est donné sur dépassement du seuil de 0,01 g par 2 des 3 accéléromètres triaxiaux disposés à 120° les uns des autres au niveau B du réacteur ;

- pour l'arrêt d'urgence du réacteur, via le circuit de sécurité du réacteur ;
- pour le confinement deuxième barrière et l'isolement d'enceinte, via un système de vote 2 sur 3 et un automatisme à relais.

Conformité des installations au référentiel actuel

A l'issue de l'examen de conformité mené dans le cadre de l'ECS, l'ILL a identifié un certain nombre d'écarts. Deux sont particulièrement importants en regard de l'ECS et concernent d'une part, le manque de qualification sismique des vannes de sécurité qui ont pour rôle de stopper la perte d'inventaire en eau primaire résultant de la rupture du doigt de gant d'un canal expérimental, d'autre part, certaines des exigences sismiques du circuit de rejet des effluents gazeux ne sont pas respectées.

L'ILL propose de traiter globalement l'ensemble des écarts de conformité pour la fin de l'année 2012, dont une partie à l'occasion de l'arrêt d'hiver 2011-2012 concernant notamment les deux écarts de conformité majeurs précités. Il ressort également de l'exercice réalisé que la principale difficulté concerne la vérification de la conformité aux spécifications définies de la réalisation de tous les travaux réalisés dans le cadre du dernier réexamen de sûreté. L'ILL s'est engagé dans son rapport ECS à réaliser cet exercice pour la fin de l'année 2012. Enfin, un travail important de définition des exigences de sûreté reste à faire.

Évaluation des marges de sûreté

Dans le cadre de l'évaluation complémentaire de sûreté, l'exploitant a évalué en particulier le caractère « plausible » des niveaux d'accélération du sol produisant des effets falaise pour des séismes « RFS 2001 » et des conditions de sol de type « sédiments » au sens de la RFS 2001-01. L'exploitant a ensuite évalué la marge correspondant au passage du SMHV au SMS vis-à-vis de l'écart-type σ associé au modèle de prédiction du mouvement sismique utilisé dans la RFS2001-01. L'exploitant a proposé à l'issue de son analyse de retenir comme séisme « ultime plausible » le niveau SMS + σ pour un sol de type « sédiments » au sens de la RFS 2001-01.

Concernant le génie civil, l'analyse du comportement au séisme des structures menée par l'ILL repose sur les résultats des études de dimensionnement établies dans le cadre de la réévaluation de l'installation présentée au groupe permanent en 2002 et sur une évaluation complémentaire de leur comportement au-delà du dimensionnement. Cette dernière s'appuie essentiellement sur un avis d'experts.

Le scénario de comportement sismique du bâtiment réacteur RHF peut être résumé de la façon suivante :

- jusqu'à un niveau de séisme égal à 1,2 SMS, le comportement du bâtiment réacteur reste globalement dans le domaine élastique et l'endommagement prévisible de l'enceinte caractérisé par une fissuration réversible de la paroi se traduirait alors par une perte d'étanchéité très faible ;
- jusqu'à un niveau 1,3 SMS, la résistance du bâtiment RHF reste acquise. L'endommagement devrait rester très faible, avec une dégradation de l'étanchéité dont l'ampleur est difficilement quantifiable ;
- jusqu'à un niveau 2 SMS, la résistance du bâtiment reste acquise. A ce niveau de sollicitation, l'endommagement devrait rester faible. Cet endommagement se traduirait par une dégradation significative de l'étanchéité, dont l'ampleur reste difficilement quantifiable.

Pour l'enceinte en béton armé et le confinement, au-delà du SMS et jusqu'à 1,3 SMS, l'ILL considère que l'endommagement du confinement correspond à une augmentation d'un facteur 10 du taux de fuite (correspondant au cas « petite brèche dans l'enceinte de confinement »). De 1,3 SMS à 2 SMS (correspondant également à SMS + σ), l'ILL considère que l'endommagement du confinement correspond à une augmentation d'un facteur 100 du taux de fuite (cela correspond au cas « moyenne brèche dans l'enceinte de confinement »).

Pour le noyau central et les structures de génie civil du canal 2, la stabilité de ces deux SSC clés resterait assurée jusqu'à un niveau équivalent à 2 fois le SMS ; cette marge est donc suffisante pour qu'en deçà de ce niveau de séisme, ces éléments ne génèrent pas d'effet falaise. La cellule chaude resterait stable et ne serait pas un agresseur des équipements situés dans l'enceinte béton.

Concernant les équipements, l'analyse du comportement au séisme des structures mécaniques repose sur les résultats des notes de calcul présentant les renforcements effectués entre 2003 et 2006 et sur une évaluation complémentaire de leur comportement au-delà du dimensionnement. Cette dernière s'appuie essentiellement sur un avis d'experts qui ont ainsi estimé les marges pour les équipements n'ayant pas fait l'objet d'un dimensionnement au séisme. Ce rapport d'experts est à paraître.

En conséquence, pour l'ILL, les marges des SSC sont comprises entre des valeurs inférieures à 1 (charpente de protection, poste d'entretien des hottes, casemates primaires, circuit de renoyage des hottes) et des valeurs supérieures à 3 (traversées sources de l'isolement d'enceinte). Pour le pont polaire, la marge est de 1,2.

Par ailleurs, vis-à-vis de la maîtrise de la réactivité, du refroidissement et du confinement, les éléments suivants sont relevés.

S'agissant de la maîtrise de la réactivité, l'ILL considère que seule une rupture du collecteur d'entrée d'eau lourde est susceptible, si elle se produit dans la piscine en eau légère, de produire un accident de réactivité de type BORAX. Il considère que le collecteur d'entrée d'eau lourde devrait rester intègre jusqu'à un niveau de séisme SMS + σ . Cependant il a identifié des éléments situés dans l'environnement du collecteur d'entrée d'eau (tel que le portique de manutention des hottes) susceptibles de constituer des agresseurs et de remettre en cause l'intégrité du collecteur d'eau pour des niveaux de séisme inférieurs au séisme de référence. En outre, la partie « contrôle-commande » de l'arrêt d'urgence n'est pas conçue pour être opérationnelle en cas de séisme.

S'agissant de la maîtrise du refroidissement, trois cas peuvent être distingués : la gestion de l'inventaire en eau dans le bloc pile, la gestion de l'inventaire en eau dans la hotte de transfert lors du changement d'eau et la gestion de l'inventaire en eau dans le canal 2. Compte tenu des scénarios et SSC clés identifiés par l'ILL dans son rapport ECS, l'exploitant estime que :

- l'intégrité des tuyauteries en piscine est garantie jusqu'à un niveau de séisme correspondant au SMS + σ ;
- l'intégrité des tuyauteries hors piscine est garantie jusqu'à 1,5 fois le SMS ;
- l'intégrité du clapet casse-siphon, situé sur la tuyauterie principale, devrait être assurée jusqu'à un niveau de séisme SMS + σ ;
- l'intégrité des clapets de convection naturelle serait garantie jusqu'à un niveau de séisme SMS + σ ;
- l'intégrité des doigts de gant et de leur bridage devrait être garantie jusqu'à un niveau de séisme SMS + σ ;
- les vannes de sécurité devraient être opérables pendant un séisme de niveau SMS, toutefois leur qualification sismique n'est pas acquise ;
- jusqu'à un séisme correspondant à SMS + σ , les agresseurs potentiels des SSC clés ne devraient pas agresser ces SSC clés, exceptés pour ce qui concerne la charpente de la source de neutrons froids, les équipements expérimentaux, le portique de manutention et le poste d'entretien de la hotte de manutention ;
- les lignes d'évents et de vidange, ainsi que les vannes de sécurité, situées au niveau C pourraient être agressées par l'écroulement éventuel des casemates primaires ;
- le circuit d'appoint d'eau de secours (CES), qui permet d'injecter de l'eau dans le bloc-pile, dans la piscine et dans le canal 2 devrait pouvoir être opérable jusqu'à un niveau de séisme SMS + σ . Toutefois, le démarrage du CES n'étant pas automatique, sa mise en service intervient trop tardivement par rapport au risque de fusion en cas de brèche primaire. L'exploitant a donc proposé, déjà en 2008, d'installer un circuit de renoyage ultime qui permettra d'injecter automatiquement l'eau de la piscine du réacteur dans le bloc-pile via trois lignes d'injection ;
- pour ce qui concerne la hotte de transfert, les fonctions de « renoyage en eau légère » et de « pont d'urgence » seraient perdues pour un séisme de niveau égal à celui du séisme de référence ;
- l'étanchéité du canal 2, avec ses batardeaux, est assurée jusqu'à un niveau proche de séisme SMS + σ .

Enfin, s'agissant de la maîtrise du confinement vis-à-vis du risque sismique, il est à souligner que l'isolement de l'enceinte est automatique sur détection d'un séisme. Toutefois, les exigences définies en 2008 pour le circuit d'effluents gazeux de sauvegarde sismique, disposant de deux lignes de filtration THE et PAI et à partir duquel des rejets pourraient être effectués pour limiter la montée en pression dans l'enceinte interne en béton (dégonflage et maintien de la dépression du bâtiment réacteur), devaient être modifiées, notamment afin que ce circuit soit dimensionné au séisme SMS + σ . D'autre part, l'exploitant a relevé que la porte à camion est la seule traversée d'enceinte qui ne dispose pas d'une marge supérieure à 2 en regard du SMS et a également identifié des agresseurs potentiels de l'enceinte (la prise d'air frais, le poste d'entretien des hottes et le pont du niveau C). Enfin, l'enceinte métallique fera l'objet d'une étude spécifique pour valider le jugement d'expert qui conclut à l'absence d'endommagement significatif de l'enceinte béton en cas de flambage.

Dispositions proposées pour renforcer la robustesse des installations vis-à-vis du risque sismique

L'ILL s'est engagé à solder, lors de l'arrêt d'hiver 2011-2012 et en tout état de cause avant le redémarrage du réacteur, les non-conformités majeures vis-à-vis des engagements qu'il avait précédemment pris, notamment dans le cadre du dernier réexamen de sûreté.

D'autre part, dans le cadre de l'amélioration continue de la sûreté du RHF, l'ILL a proposé, en 2008, la mise en place de deux nouveaux circuits de sauvegarde, le circuit de renoyage ultime (CRU) et le circuit de dégonflage sismique (CDS), actuellement en cours de réalisation. A l'issue de sa démarche d'évaluation complémentaire de la sûreté, l'ILL s'est engagé à :

- mettre en place, lors de l'arrêt d'hiver 2011-2012, le circuit de renoyage ultime permettant le maintien de l'inventaire en eau, donc le refroidissement du cœur, en cas de brèche sur les portions du circuit primaire qui ne disposent pas de marge suffisante ;
- mettre en place, pour l'arrêt d'hiver 2012-2013, le nouveau circuit de sauvegarde, le CDS, pour gérer les dégonflages éventuels de l'enceinte après une fusion de cœur (dimensionnement permettant de garantir son fonctionnement au séisme SMS + σ).

Enfin, l'ILL s'est engagé à renforcer les équipements identifiés dans sa démarche d'ECS (SSC clés ou agresseurs potentiels de SSC clés) ou à réaliser des études relatives à leur renforcement.

Demands de l'ASN pour renforcer la robustesse des installations

Pour le RHF, l'ASN considère que la démarche menée par l'ILL pour évaluer la robustesse de l'installation vis-à-vis du risque sismique est satisfaisante. L'ASN relève que l'exploitant s'est engagé à mettre rapidement en conformité les équipements nécessitant des renforcements. L'ASN souligne également les améliorations visant à mettre en place des dispositifs dimensionnés au séisme pour garantir le refroidissement des éléments combustibles et limiter les rejets dans l'environnement. L'ASN considère que ces actions complémentaires doivent être menées. Elle formulera sur ces points des demandes à l'exploitant, dont certaines feront l'objet de prescriptions.

2.3. Installations du cycle du combustible nucléaire (La Hague, Tricastin, Mélox, FBFC)

2.3.1 Site du Tricastin

Séisme de dimensionnement

Pour le site du Tricastin, AREVA présente un bilan du comportement sismique attendu des installations sous SMS issu de l'application de la RFS 2001-01.

Lors de l'instruction, il a été demandé que ce site, comme celui de Marcoule, situé à l'aplomb de la paléovallée messinienne, fasse l'objet d'une étude des effets de site particuliers visant à évaluer le mouvement sismique à prendre en compte, comme le préconise la RFS 2001-01.

Les scénarios retenus par AREVA pour l'ensemble de la plateforme du Tricastin sont les suivants :

- séisme majoré de sécurité (SMS) de magnitude 5,5 (scénario 1) ;
- séisme de magnitude voisine de 6, appelé SMS + (scénario 2) ;
- séisme de magnitude voisine de 6,5, appelé SMS ++ (scénario 3) ;
- inondation correspondant à un débit d'eau dans les siphons alimentant la Gaffière de 300 m³/s résultant de conditions climatiques extrêmes ou d'une rupture de la digue rive gauche du canal (scénario 4) ;
- inondation correspondant à une rupture de la digue rive droite du canal (scénario 5) ;
- séisme SMS ++ engendrant une inondation (scénario 6) ;
- séisme SMS ++ couplé à un incendie (scénario 7).

L'usine Georges Besse I

Pour ce qui concerne le comportement sismique de la cascade d'enrichissement, l'exploitant considère que :

- la structure des caissons collecteurs de l'usine 120 resterait stable au SMS avec une marge d'environ 30% ; les poteaux, par contre, se fissureraient sans plastification des armatures ;
- le supportage des groupes des usines 130 et 140 résisterait au SMHV ;
- les structures de la galerie de liaison inter-usines résistent au SMS ;
- la charpente métallique résiste également au SMS.

La résistance au SMS est globalement assurée pour le bâtiment DRP. En revanche, la stabilité des blocs de l'annexe U ne peut pas être justifiée. La ruine de ce bâtiment pourrait engendrer un accident de criticité du fait de la mise en présence d'uranium enrichi et d'hydrogène et une réaction exothermique violente liée à la présence de ClF_3 et de composés hydrogénés.

Comurhex

La plupart des ateliers ne sont pas dimensionnés au SMS. Plusieurs renforcements étaient envisagés par l'exploitant mais aucun n'a été programmé en raison de l'arrêt à venir des installations.

Socatri

Selon les documents de sûreté, les seuls équipements ou ouvrages dimensionnés au SMS sont :

- le bâtiment 63B (stockeurs amont STEU) ;
- l'entreposage de géométrie sûre de l'atelier de pulvérisation 19D ;
- le bâtiment 64D (en attente d'autorisation d'exploitation).

L'exploitant n'a pas évalué leur comportement en cas de séisme d'intensité supérieure au SMS.

Atelier TU5

Le bâtiment procédé, les installations de la zone de dépotage ainsi que la zone de stockage des effluents sont dimensionnés au SMS selon la RFS I.2.c de 1981.

Usine W (ICPE)

L'exploitant indique que les structures des bâtiments ainsi que les rétentions sont dimensionnées au SMS. Cependant, pour les cuves SFH1 et SFH2, une fissuration ou une rupture partielle au niveau de la liaison entre la jupe et le fond de ces cuves est à redouter en cas de séisme. A cet égard, AREVA précise que le comportement sous SMS de la zone « émission » doit être étudié, la stabilité de cette partie de l'installation étant peu probable sous SMS, voire sous SMHV. AREVA a en outre annoncé qu'un projet de remplacement des cuves de stockage était à l'étude. Par ailleurs, l'exploitant prévoit de vérifier la tenue au séisme de la zone d'émission pour le premier semestre 2012.

Pour ce qui concerne le comportement de l'usine W sous un séisme de niveau supérieur au SMS, AREVA indique qu'un séisme de magnitude 6 causerait des désordres majeurs dans les structures.

Pour ce qui concerne les parcs d'entreposage, les parcs P08 et P09 ne sont pas dimensionnés au SMS.

L'usine Georges Besse II et l'installation Comurhex II

L'usine Georges Besse II (GB II) (ouvrages de génie civil et équipements renfermant l' UF_6 des Unités Nord et Sud et du REC II) et l'installation Comurhex II ont fait l'objet d'une conception intégrant des dispositions parasismiques et ont été dimensionnées au SMS suivant les méthodes actuelles de dimensionnement.

Pour GB II, les dispositions prises lors des études et de la réalisation des ouvrages de génie civil et les calculs de vérification réalisés pour chaque bâtiment montrent que le coefficient de comportement est supérieur à 1,5 pour des déformations restant dans le domaine élastique (garantissant ainsi que les installations répondent aux exigences de sûreté attribuées) et permettent de retenir un coefficient de comportement de 3 en limite haute du domaine plastique. Selon l'exploitant, les calculs de rebouclage réalisés pour les équipements vérifient qu'une marge d'au moins 15% est acquise en tout point par rapport à la limite élastique des matériaux. Pour l'installation Comurhex II, le dimensionnement des ouvrages de génie civil a pris en compte, à titre de provision, une marge de 15% sur les armatures.

Dispositions visant à protéger les installations vis-à-vis du risque sismique / séismes de dimensionnement

L'usine Georges Besse I

A ce jour, aucun renforcement n'a été programmé en raison de l'arrêt de l'usine prévu en 2012.

Comurhex

A ce jour, aucun renforcement n'a été programmé en raison du prochain arrêt de l'usine.

Socatri

L'exploitant a indiqué que le comportement sismique de l'installation serait étudié dans le cadre du réexamen de sûreté en cours. Des renforcements au séisme sont d'ores déjà prévus sur le bâtiment URS.

TU5 W

L'exploitant a indiqué qu'un projet de remplacement des stockages HF de l'usine W est actuellement à l'étude.

L'usine Georges Besse II

A ce jour, aucun renforcement n'est jugé nécessaire.

Conformité des installations au référentiel actuel et évaluation des marges de sûreté

L'usine Georges Besse I

Pour la robustesse des installations au-delà du SMS, AREVA indique qu'un séisme de magnitude 6 entraînerait la rupture des soufflets sur les tuyauteries et des désordres majeurs dans plusieurs structures, notamment l'annexe U et l'atelier DRP.

L'annexe U et le bâtiment DRP ont été conçus suivant les règles parasismiques PS 67. Par contre, les usines ont été construites et renforcées pour prendre en compte les spectres DSN 75, qui préfiguraient le contenu de la RFS I.2c.

L'exploitant a indiqué que le point faible de la cascade se situe au niveau des liaisons Basse Pression (BP) et Moyenne Pression (MP) aux collecteurs groupes en raison du risque de déformation des soufflets.

Comurhex - Structure 200 (ICPE)

Pour ce qui concerne le comportement sismique de la structure 200 de Comurhex, AREVA indique que le bâtiment 1, construit en 1960, n'a pas fait l'objet d'un dimensionnement parasismique et que le bâtiment 2 a été dimensionné suivant les règles PS 69.

Pour ce qui concerne la robustesse de cette installation au-delà du SMS de magnitude 5,5, AREVA indique qu'un séisme de magnitude 6 entraînerait des désordres majeurs des bâtiments et une perte totale d'étanchéité.

Socatri

Le dossier de l'exploitant ne présente pas d'éléments sur la tenue au séisme des SSC clés et sur les marges disponibles.

TU5 W

Le rapport remis ne comprend pas d'éléments détaillés à ce sujet.

L'usine Georges Besse II

Les risques liés aux agressions externes d'origine naturelle ont été pris en compte à la conception de l'usine GB II pour la fonction sûreté « confinement des matières radioactives ou toxiques ». Cette fonction de sûreté a été déclinée en sous-fonctions qui peuvent être considérées comme les fonctions requises des SSC clés. Elles sont données dans le tableau ci-après :

Risque	Structures Systèmes et Composants Clés	Exigence de dimensionnement	Sud	Nord	RECII
Séisme	Ouvrages des unités Sud et Nord (parcs tampons compris) et de l'atelier REC II	Dimensionnement au SMS des ouvrages et équipements voisins	X	X	X
	Engins de manutention, supports de conteneur UF ₆	Dimensionnement au SMS	X	X	X
	Structures de supportage des autoclaves AEL	Dimensionnement au SMS			X
	Robinets pointeaux des stations d'émission et soutirage, vannes d'isolement des pièges froids, disjoncteurs et dispositif de coupure sismique	Isolement des équipements en cas de SMS	X	X	X
	Vannes sur le manifold et tuyauteries (circuit de transfert d'UF ₆ liquide ou gaz en surpression)				X
	Pièges froids évents, y compris vannes isolement	Étanchéité des équipements en cas de SMS	X	X	X
Condenseurs, tuyauteries, vannes et instrumentation (capteur) du circuit de transfert d'UF ₆ liquide ou gaz en surpression, système de vidange des bouteilles PE (tuyauteries et vannes)				X	

La conformité effective des SSC clés est vérifiée de la conception à la mise en service. Pour cela, SET établit un dossier appelé « Dossier de conformité de réalisation ». Un contrôle technique est effectué pour s'assurer que :

- les gestes concernés par la qualité au sein des ACQ ont été exécutés conformément aux exigences définies ;
- le résultat obtenu répond à la qualité définie ;
- les actions correctives et préventives éventuelles ont été prises.
- de plus, des vérifications sont effectuées de façon à s'assurer que :
 - les moyens humains et techniques sont adaptés aux gestes concernés par la qualité au sein des ACQ,
 - les contrôles techniques ont été exercés.

L'exploitant indique que toute modification dans l'installation fait l'objet d'une fiche d'évaluation de modification et d'un dossier d'autorisation de modification permettant d'identifier les risques et de garantir le maintien des exigences définies à la conception.

Les écarts détectés préalablement aux mises en service font l'objet d'une analyse par l'ASN dans le cadre de l'application des dispositions de l'article 26 du décret du 2 novembre 2007.

Dans le scénario d'un séisme d'intensité supérieure au SMS où les unités d'enrichissement sont en production, les lignes de transfert et découplage de l'atelier sont en cours de transfert et les dix autoclaves d'échantillonnage sont en chauffe au moment de la secousse, les conséquences sont :

- une fuite au niveau des tuyauteries d'UF₆ reliant les condenseurs aux conteneurs en autoclave de réception liquide ;
- un dysfonctionnement du dispositif de fermeture automatique du robinet pointeau conteneurs en autoclaves ;
- une fuite au niveau du manifold d'échantillonnage des autoclaves d'échantillonnage liquide ;
- une dégradation du bâtiment.

L'exploitant indique que cela se traduirait par le franchissement successif des trois barrières avec :

- une sortie partielle d'UF₆ du conteneur dans l'autoclave ;
- une sortie partielle d'UF₆ de l'autoclave dans le bâtiment ;
- une sortie partielle d'UF₆ du bâtiment à l'extérieur.

L'exploitant estime que la dispersion d'UF₆ ayant pour origine une perte du confinement sur la partie sous-atmosphérique peut être jugée négligeable (UF₆ sous forme cristallisée ou gazeuse).

Le terme source mobilisable est de 99 tonnes d'UF₆ liquide (provenant de 7 conteneurs 48Y et 5 conteneurs 30B). En cas de SMS + ou SMS ++, l'UF₆ liquide se répandrait dans les autoclaves. Compte tenu de la perte d'étanchéité du joint gonflable de la porte des autoclaves dans un tel scénario, une fuite de 30 tonnes d'UF₆ liquide de l'autoclave vers le bâtiment ne peut être exclue. Une partie de l'UF₆ liquide serait instantanément vaporisée. Cela conduirait à des rejets d'acide fluorhydrique et d'hydroxyde d'uranium dans l'environnement. L'exploitant a réalisé une étude qui montre que, même sans action de mitigation, le rayon correspondant à la zone des dangers significatifs pour la vie humaine est inférieur au rayon enveloppe du PPI.

Dispositions envisagées pour renforcer la robustesse des installations vis-à-vis du risque sismique

L'usine Georges Besse I

Pour l'usine Georges Besse I, à l'issue de l'instruction, l'ASN considère que la tenue des équipements au séisme des ateliers doit être assurée. Elle prescrira à l'exploitant de proposer des mesures compensatoires proportionnées au risque des opérations menant à l'arrêt de l'installation.

Pour les risques spécifiques associés aux opérations de préparation de mise à l'arrêt de l'installation, puis aux phases de mise à l'arrêt définitif et de démantèlement⁴, l'ASN prendra les prescriptions nécessaires à l'issue de l'instruction des demandes d'autorisation correspondantes.

Comurhex

Pour Comurhex, à l'issue de l'instruction, l'ASN considère que la tenue des équipements au séisme, notamment l'atelier de fabrication du fluor et les risques spécifiques liés aux composés chlorés et fluorés constituent des points particuliers devant être pris en compte. Cette installation relève actuellement du régime des installations classées pour la protection de l'environnement. L'ASN proposera les prescriptions à l'Autorité compétente.

Socatri

Pour Socatri, à l'issue de l'instruction, l'ASN considère que la tenue des équipements au séisme, notamment le bâtiment URS constitue un point particulier devant être pris en compte. Elle formulera des demandes à ce sujet.

D'une façon générale, sur l'ensemble du site du Tricastin, l'ASN considère que la tenue au séisme des locaux de gestion de crise constitue un point particulier devant être pris en compte. Elle prendra des prescriptions à ce sujet.

2.3.2. Site de La Hague

Séisme de dimensionnement

L'exploitant a indiqué dans son évaluation complémentaire de sûreté le spectre de dimensionnement utilisé pour chaque atelier (bâtiment et matériels) et le cas échéant, le spectre utilisé à l'occasion de la dernière réévaluation de sûreté. Compte tenu de leur année de construction, de nombreux bâtiments ne font pas l'objet d'exigences de dimensionnement.

Plusieurs spectres sont ainsi considérés :

- le SDD 1976 pour UP2 400, HAO et NPH ;
- le SDD 1979 pour UP2 800, UP3-A, STE2, ACC, EEVSE, les entreposages de produits de fission ;
- le SDD 2001 pour la dernière réévaluation décennale d'UP3-A et STE3.

⁴ Risques non pris en compte dans le rapport d'évaluation complémentaire de sûreté remis par l'exploitant qui considère, conformément à la décision de l'ASN du 5 mai 2011, l'état de l'installation au 30 juin 2011

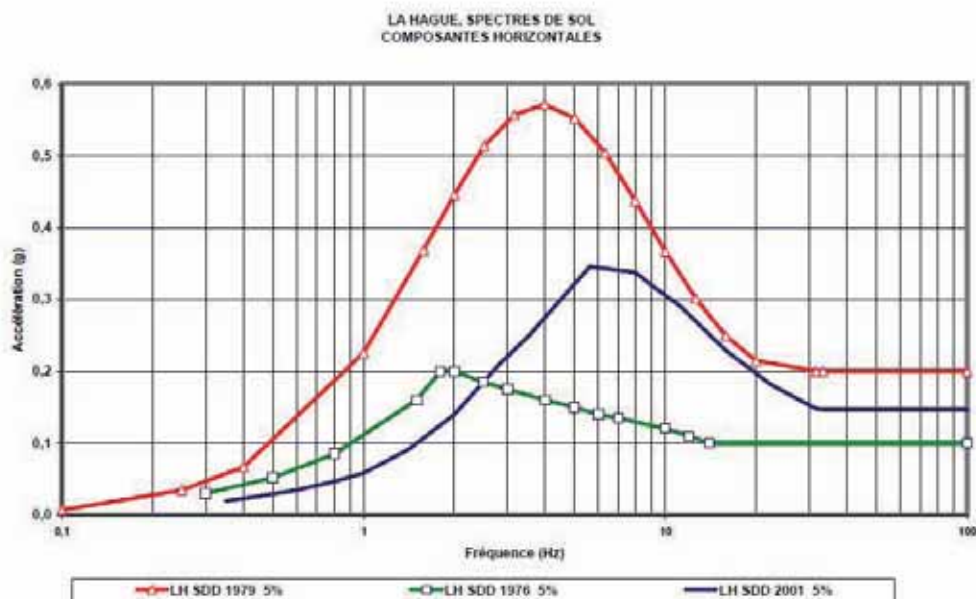


Figure 20 – Comparaison des séismes de dimensionnement et du séisme de référence du site

Pour l'établissement de La Hague, le spectre DSN79 (SDD 1979), utilisé pour le dimensionnement des installations postérieures à cette date, est supérieur à celui qui est issu de l'application de la RFS 2001-01 (spectre de référence du site de La Hague : SDD 2001). Par contre, le spectre DSN 76 (SDD 1976), utilisé pour le dimensionnement de l'INB 33 sur l'établissement de La Hague, est supérieur à celui qui est déterminé par l'application de la RFS 2001-01 uniquement pour des fréquences inférieures à 2 Hz.

Dispositions visant à protéger les installations vis-à-vis du risque sismique / séismes de dimensionnement

L'exploitant a indiqué dans son rapport que la nature du sol de fondation du site de La Hague était un sol raide rocheux (première catégorie envisagée par la RFS 2001-01) qu'il considérait donc comme très bien adapté à la tenue sismique des bâtiments.

Concernant la qualité de la conception parasismique, les bâtiments en béton sont en général contreventés par des murs de façades avec peu d'ouvertures et un quadrillage de murs intérieurs généralement continus en élévation, travaillant à un faible taux de cisaillement, ainsi que par des planchers formant diaphragmes horizontaux. Ils sont fondés sur des radiers. Le rapport hauteur / largeur est généralement faible, ce qui conduit alors à un mode de fonctionnement prépondérant de cisaillement des murs. L'exploitant a indiqué que sur la base du retour d'expérience, cette catégorie d'ouvrages était de nature à rester stable et ne subissait que des dommages structuraux limités pour des niveaux de séisme supérieurs à celui considéré lors de la conception.

Les bâtiments ont fait l'objet de modèles de calcul tridimensionnels avec prise en compte de la souplesse du sol permettant une bonne estimation des fréquences propres et de la répartition des efforts.

Le contrôle de la qualité de la construction des ouvrages nucléaires de La Hague a été fondé sur des prescriptions techniques et une organisation de chantier respectant les principes de l'assurance de la qualité. L'exploitant considère que l'on peut accorder une bonne confiance aux contrôles de réalisation effectués par le maître d'œuvre assisté d'un organisme de contrôle agréé à partir des années 80.

Conformité des installations au référentiel actuel

Comme indiqué précédemment, les séismes de dimensionnement considérés varient d'une installation à l'autre sur le site de La Hague.

Les bâtiments les plus anciens ne sont ainsi pas dimensionnés au séisme.

Les bâtiments plus récents sont pour la plupart dimensionnés au séisme à partir du spectre de dimensionnement D SN 79 et pour certains à partir du spectre D SN 76.

Le SDD 79 enveloppe le spectre de référence du site de La Hague, issu de la RFS 2001-01 et le SDD 76 enveloppe le spectre de référence jusqu'aux fréquences de 2 Hz. Les bâtiments les plus récents sont donc conformes aux normes de dimensionnement actuellement en vigueur.

La pérennité de la conformité des installations aux hypothèses de dimensionnement, compte tenu notamment des effets de vieillissement, n'a cependant pas été réellement examinée.

Évaluation des marges de sûreté

Pour procéder à son évaluation de la robustesse des installations vis-à-vis du risque sismique, AREVA considère un niveau sismique où la magnitude du SMS a été majorée. Cette majoration correspond à $M_{SMS} + 1,5$ pour le site de La Hague.

Pour ce qui concerne l'établissement de La Hague, AREVA a analysé la robustesse sous séisme :

- des SSC clés identifiés pour les piscines NPH, C, D et E, ainsi que ceux identifiés pour les entreposages des produits de fission (atelier SPF6 uniquement),
- du bassin des Moulinets et du bassin ouest qui seraient utilisés pour réalimenter en eau les circuits de refroidissement de sauvegarde des cuves et les piscines (les canalisations fixes d'approvisionnement et les pompes associées ne sont cependant pas regardées),
- du bâtiment de la FLS abritant notamment le centre de crise et certains moyens de gestion de crise,
- des cuves de gazole de sauvegarde (étanchéité après séisme),
- des « décanteuses pendulaires centrifuges » (DPC) des ateliers R1 et T1 (analyse de la robustesse sur les cuves décanteuses et leur piquages, les fixations au sol des armoires électriques, le rotor de la décanteuse, les réservoirs d'eau sous pression).

Dans le cas des piscines précitées, l'analyse de AREVA sur les bâtiments, en particulier des voiles de bassin, l'amène à conclure à une robustesse élevée correspondant au risque d'apparition de désordres importants pour des séismes de magnitude supérieure à 6,4 à 15 km (le séisme majoré de sécurité actuellement retenu sur le site a une magnitude de 5,8 à 15 km).

Selon AREVA, cette robustesse rend peu plausible l'occurrence d'un événement sismique de nature à remettre en cause la stabilité du génie civil et par là même l'inventaire en eau des bassins. De même, l'étude de robustesse des SSC clés assurant les fonctions de refroidissement l'amène à conclure à un niveau de robustesse équivalent ou supérieur au niveau minimal des bâtiments précités.

Dans le cas des installations d'entreposage des produits de fission, AREVA conclut à une robustesse des bâtiments de génie civil correspondant à un risque d'apparition de désordres importants pour des séismes de magnitude supérieure à 7,3 à 15 km. Par ailleurs, la robustesse estimée des SSC clés assurant les fonctions de refroidissement et de dilution de l'hydrogène de radiolyse correspond elle-même à un niveau d'une magnitude de 6,8 à 15 km.

Pour l'ensemble des installations susceptibles d'être affectées par des situations redoutées, l'origine de la robustesse des ouvrages de génie civil provient majoritairement, selon AREVA, « du conservatisme des méthodes de dimensionnement en particulier du fait du dimensionnement dans le domaine élastique linéaire qui n'est pas exigé dans le bâtiment usuel ». Dans le cas des ateliers des usines UP2-800 et UP3-A dimensionnés au séisme et construits entre 1982 et 1994, les méthodologies d'études et les procédures

de contrôles de réalisation effectués par la maîtrise d'œuvre assistée d'un organisme de contrôle agréé ont été mises en œuvre de manière globalement similaires.

Pour AREVA, elles doivent conduire à un niveau de robustesse minimal similaire aux résultats mis en évidence sur les bâtiments cités plus haut (ateliers BSI, DEDS, T0, T1, T2, T3, T4 et T7 de l'INB 116, Extension BST1, R1, R2, R7, SPF5 de l'INB 117, STE3A, STE3B, STE3T, MD SA, MD SB et DEEB de l'INB 118).

Pour les ateliers construits à partir de la deuxième moitié des années 1990, AREVA rappelle qu'il a fait évoluer dans sa méthodologie la prise en compte de marges dans les études pour obtenir une plus grande flexibilité dans la prise en compte de modifications potentielles au cours du projet. Ces évolutions conduisent, pour AREVA, à un niveau de robustesse plus élevé des ateliers concernés (ateliers ACC, ECC de l'INB 116 et R4 de l'INB 117).

De même pour les équipements mécaniques et chaudronnés des ateliers d'UP2-800 et UP3-A, semblables en conception (principes de fonctionnement, choix des matériaux, classes de construction, dimensionnement par calcul au séisme et exigences associées) et réalisation, AREVA reconduit les conclusions de ses analyses de robustesse.

L'instruction a conduit à identifier, parmi les coefficients de robustesse les plus faibles présentés, les valeurs suivantes :

Site	Localisation	Structure	Composant	Marge par rapport au spectre de référence du site considéré	Spectre sismique en accélération ou séisme de magnitude	Evaluation des marges
La Hague	Piscines NPH	Etanchéité entre les blocs A1, A2, A3 et A4	Soufflets interbassins (confinement)	2	6,4	Validé par essais
	Piscines NPH	Revêtement en acier inox risque de poinçonnement	Chute du pont perche	2	6,6	
	Bâtiment principal SPF6	Entreposages des produits de fission	Equipements électrique de sauvegarde	2,3	6,8	Essais sur tables vibrante
	Cuves de gazole de sauvegarde		(Confinement) Cuves verticale sur jupe	1,4	6,2	justification par éléments finis.

Coefficients de robustesse pour l'établissement de La Hague

Concernant les cuves de gazole de sauvegarde, AREVA conclut au maintien de leur étanchéité jusqu'à un séisme de magnitude 6,2 à 15 km sans pouvoir se prononcer sur d'éventuelles dégradations au-delà. Pour le cas du bassin Ouest et du barrage des Moulinets, AREVA conclut à une robustesse jusqu'à des niveaux sismiques respectifs de 7,3 et 6,6 à 15 km. Dans le cas du bâtiment FLS, l'étude de robustesse a conduit AREVA à conclure à un comportement du bâtiment jugé satisfaisant jusqu'au SMHV (magnitude 5,3 à 15 km), inférieur au séisme majoré de sécurité actuel du site. Enfin, concernant la robustesse au séisme des DPC, AREVA estime que la fonction de décolmatage reste opérationnelle jusqu'à un séisme de magnitude 6,6 à 15 km, sans pouvoir se prononcer sur l'occurrence d'un effet falaise au-delà.

Concernant les marges de sûreté mises en évidence ci-avant, l'ASN souligne que le caractère simplifié de la démarche utilisée par l'exploitant pour évaluer ces marges de sûreté ne permet pas d'évaluer avec un degré de confiance suffisant la robustesse des SSC clés retenus.

Sur un plan qualitatif, il convient de noter que, pour les ouvrages anciens, dans le sens où ils n'ont pas fait l'objet d'une conception et d'un dimensionnement en accord avec les pratiques actuellement codifiées, leur stabilité sous séisme est souvent justifiée a posteriori en considérant des mécanismes d'adaptations locales en réponse aux sollicitations (par exemple, par des redistributions d'efforts dans les éléments structuraux ou des méthodes permettant de prendre en compte une capacité de ductilité).

Dans ce cas, comme il est fait appel aux mécanismes d'adaptations qui puisent déjà dans les réserves de comportement non-linéaire de ces structures, la robustesse intrinsèque de ces ouvrages ne peut être limitée. A l'inverse, pour les ouvrages dimensionnés suivant l'approche conventionnelle actuelle rappelée plus haut et pour lesquels il a été provisionné des marges supplémentaires de dimensionnement, la robustesse est augmentée. Toutefois, cette robustesse peut être mise en défaut lorsque des ouvrages mitoyens constituent des agresseurs potentiels car ils ne présentent pas le même niveau de garantie en termes de comportement sismique (par exemple, parce qu'ils ont été dimensionnés suivant des codes parasismiques applicables aux ouvrages à risque normal, avec un niveau d'exigence limité).

En outre, compte tenu de l'impossibilité de considérer que les marges identifiées puissent être uniformes à l'échelle des ouvrages et du fait que la méthode globale présentée par AREVA ne permet pas de prendre en compte les caractéristiques spécifiques de chaque ouvrage et ne considère pas les effets du séisme vertical, il n'est pas possible de garantir systématiquement les niveaux de robustesse déterminés pour les ouvrages de génie civil visés par les évaluations complémentaires de sûreté.

Pour ce qui concerne les équipements, on peut considérer que les marges présentées par AREVA sont acceptables dans la mesure où elles sont fondées sur l'examen des contraintes évaluées en cas de séisme par rapport aux critères de conception. Il convient néanmoins de noter que des points sensibles comme par exemple les systèmes de fixation à la structure support, les assemblages, certaines soudures, les piquages sensibles au déplacement de matériel, le flambage des jupes de réservoirs et cuves, ne sont pas abordés.

Dispositions envisagées pour renforcer la robustesse des installations vis-à-vis du risque sismique

Ouvrages reposant sur des appuis élastomère

Le comportement de ces ouvrages (bassins des piscines C, D et E, aérorefrigérants des piscines et des entreposages de PF) est régi par celui des appuis élastiques qui assurent une grande souplesse selon les directions horizontales. De ce fait, la robustesse des ouvrages supportés par ces appuis devrait être évaluée, non pas en considérant la ductilité de la structure elle-même qui se comporte comme un « corps rigide », mais par une analyse spécifique du comportement des appuis en considérant leur distorsion pour les effets du séisme horizontal ainsi que les effets du séisme vertical, qui ne sont pas filtrés par les appuis.

Pour les ouvrages posés sur appuis néoprène des installations du site de La Hague, l'ASN demandera à l'exploitant de réaliser une analyse spécifique du comportement au-delà de leur dimensionnement, en considérant l'effet du séisme vertical et en se fondant sur un examen de leur conformité vis-à-vis du phénomène de vieillissement.

En outre, la conception des piscines sur appuis élastomère favorise des phénomènes de ballotement (formation de vagues à la surface libre) dans les piscines (influence des basses fréquences de réponse de l'ouvrage), ce qui peut conduire à des débordements significatifs d'eau.

L'ASN considère que l'exploitant devra évaluer les conséquences des risques de débordement de l'eau des piscines en fonction des niveaux de séisme considérés. Elle formulera une demande en ce sens.

Ouvrages annexes

Les ouvrages de sauvegarde assurant le refroidissement des piscines et des cuves d'entreposage des PF comportent plusieurs structures de génie civil (structure de supportage des aéroréfrigérants, bâtiment des diesels, cuve à fuel, locaux électriques, ...) et sont reliés par des caniveaux ou des racks aux bâtiments des piscines ou des cuves PF.

L'analyse du comportement sous séisme de ces racks et caniveaux n'a pas été présentée par AREVA. En outre, les effets des mouvements différentiels des ouvrages sous séisme, notamment à l'égard des cheminements des tuyauteries et des câbles, ne sont pas analysés.

Pour les ouvrages de liaison dimensionnés au séisme (racks, caniveaux, ...) ainsi que les équipements qu'ils supportent, l'ASN considère que l'exploitant devra en analyser la robustesse, en considérant l'ensemble des effets induits (effets inertiels et effets cinématiques). Elle formulera une demande en ce sens.

Ouvrages ayant été renforcés et/ ou justifiés à l'aide de redistributions des efforts sismiques

Certains ouvrages, comme par exemple les bâtiments NPH et T4, ont nécessité la réalisation de renforcements en considérant des zones de fissuration avec des redistributions des efforts déterminés par un calcul élastique pour assurer leur stabilité sous séisme en considérant le spectre D SN 79.

Ces renforcements, tout en préservant la capacité résistante de l'ouvrage, ne permettent pas toutefois de dégager une robustesse comparable à celle d'un ouvrage correctement dimensionné dès sa conception.

L'ASN considère que l'exploitant devra analyser le comportement sismique de l'atelier T4 selon la méthodologie appliquée dans le rapport d'évaluation complémentaire de sûreté et en considérant les zones ayant fait l'objet d'une justification par redistribution des efforts. Elle formulera une demande en ce sens.

Ouvrages annexes

Les ouvrages de sauvegarde assurant le refroidissement des piscines et des cuves d'entreposage des PF comportent plusieurs structures de génie civil (structure de supportage des aéroréfrigérants, bâtiment des diesels, cuve à fuel, locaux électriques, ...) et sont reliés par des caniveaux ou des racks aux bâtiments des piscines ou des cuves PF.

L'analyse du comportement sous séisme de ces racks et caniveaux n'a pas été présentée par AREVA. En outre, les effets des mouvements différentiels des ouvrages sous séisme, notamment à l'égard des cheminements des tuyauteries et des câbles ne sont pas analysés.

L'ASN considère que l'exploitant devra mener des études complémentaires afin d'évaluer la robustesse des ouvrages de liaison dimensionnés au séisme (racks, caniveaux, ...) ainsi que celle des équipements qu'ils supportent, en considérant l'ensemble des effets induits (effets inertiels et effets cinématiques). Elle formulera une demande en ce sens.

Ouvrages ayant été renforcés et/ ou justifiés à l'aide de redistributions des efforts sismiques

Certains ouvrages, comme par exemple les bâtiments NPH et T4, ont nécessité la réalisation de renforcements en considérant des zones de fissuration avec des redistributions des efforts déterminés par un calcul élastique pour assurer leur stabilité sous séisme en considérant le spectre D SN 79.

Ces renforcements, tout en préservant la capacité résistante de l'ouvrage, ne permettent pas toutefois de dégager une robustesse comparable à celle d'un ouvrage correctement dimensionné à sa conception.

2.3.3 Autres installations du cycle du combustible (Mélox, FBFC)

Mélox

Dimensionnement des installations

Les fonctions importantes pour la sûreté sont les suivantes :

- maintien du confinement des matières radioactives,
- prévention du risque de criticité.

A cet égard, les équipements et ouvrages dont la perte suite à séisme pourrait conduire directement ou indirectement, soit à une dispersion inacceptable de matières nucléaires dans l'environnement, soit à un accident de criticité, sont dimensionnés au séisme. De même, les équipements susceptibles d'endommager, suite à un séisme, un équipement dimensionné au séisme sont également dimensionnés au séisme.

Les règles de conception parasismique ont été appliquées aux bâtiments et ouvrages de génie civil de Mélox.

Le dimensionnement initial des ouvrages a été réalisé avec les spectres établis en application de la RFS 1981 :

- un spectre forfaitaire (type I) PGA 0,3 g correspondant à un séisme proche,
- deux spectres (types II.1 et II.2) PGA 0,21 g correspondant à deux séismes lointains d'intensité VIII MSK.

L'ensemble de ces spectres est appelé « SDD 1981 Mélox » (spectre de dimensionnement RFS 1981 de Mélox).

Les modifications du bâtiment 500 ont été justifiées avec les spectres établis en application de la version provisoire de 1998 de la RFS 2001-01 :

- un spectre correspondant à un séisme proche de magnitude 5,3 et distance focale 7 km, PGA 0,25 g,
- un spectre correspondant à un paléoséisme de magnitude 6,5 et distance focale 13,5 km.

L'ensemble de ces spectres est appelé « SDD 1998 Mélox » (spectre de dimensionnement de la version 1998 de la RFS 2001-01 de Mélox).

La mise à jour du Rapport de Sûreté Définitif révision B en 2003, approuvé par l'Autorité de sûreté nucléaire, a permis de consolider la justification du caractère enveloppe des spectres retenus pour le dimensionnement des ouvrages par rapport aux spectres de la RFS 2001-01.

Dispositions visant à protéger les installations vis-à-vis du risque sismique / séismes de dimensionnement

Le génie civil assure principalement une fonction de confinement mais participe également à la prévention du risque de criticité, en particulier en contribuant au supportage des équipements nécessaires au maintien en géométrie des entreposages.

Les éléments de structures ont été dimensionnés pour réunir l'ensemble des conditions assurant la conservation de leur état vis-à-vis de :

- l'équilibre général du bâtiment ;
- la stabilité de forme du bâtiment ;
- l'intégrité des parois (fissurations faibles).

Les bâtiments nucléaires sont peu élancés de façon à minimiser leurs sollicitations mécaniques en cas de séisme.

Par ailleurs, les couches superficielles des sols d'implantation des bâtiments ont été substituées par des matériaux nobles de fondation reposant sur des alluvions gravo-sableuses consolidées. Les différents contrôles effectués dans le remblai de substitution mis en place après décapage ont fait apparaître une homogénéité d'ensemble satisfaisante et une compacité élevée et, dans l'ensemble, des caractéristiques mécaniques égales ou supérieures aux alluvions gravo-sableuses sous-jacentes.

Conformité des installations au référentiel actuel

La mise en service industrielle de l'usine Mélox ayant été prononcée en mai 2000, l'exploitant a effectué le premier réexamen de sûreté de l'installation. Conformément à la réglementation, il a remis le rapport correspondant à l'ASN fin septembre 2011.

L'examen de conformité, qui engage la responsabilité de l'exploitant est fondé sur l'analyse des Eléments Importants pour la Sûreté (EIS), il a consisté à vérifier la conformité :

- de l'installation vis-à-vis de ses exigences de conception, en tenant compte des problématiques de vieillissement et d'obsolescence des équipements,
- des pratiques d'exploitation vis-à-vis du référentiel applicable.

A l'issue de la vérification de la conformité de l'installation vis-à-vis des exigences de conception, l'exploitant confirme :

- le bon état général du génie civil ;
- la tenue satisfaisante des équipements mécaniques, notamment au regard des mécanismes de vieillissement (rayonnements ionisants, fatigue, corrosion) ;
- l'adaptation du programme de maintenance au suivi de la conformité des équipements relatifs aux systèmes de ventilation ;
- que cette démarche a permis d'améliorer la robustesse des dispositions associées à la maîtrise du risque de criticité.

Concernant le vieillissement et l'obsolescence des équipements, l'exploitant a fait évoluer sa démarche de suivi en instaurant un processus transverse, global, dit de pérennité, couvrant l'ensemble des installations de l'usine.

L'exploitant indique que les écarts relevés lors de la vérification de la conformité des pratiques d'exploitation vis-à-vis du référentiel applicable ont été systématiquement analysés. Dans leur grande majorité, ils ont été immédiatement traités. Les écarts résiduels ont été inscrits au plan d'actions issu du réexamen. Néanmoins ces éléments seront inclus, avec le dossier de réexamen, dans le contour de l'expertise que l'ASN sollicitera du groupe permanent d'experts pour les laboratoires et usines.

L'ensemble des analyses réalisées dans le cadre de la vérification de la conformité des pratiques d'exploitation vis-à-vis du référentiel applicable ont permis :

- d'améliorer la compréhension et l'applicabilité des consignes d'exploitation,
- de simplifier la documentation d'exploitation.

Réévaluation de sûreté

La réévaluation de sûreté menée à l'occasion du réexamen s'est appuyée sur :

- les principales évolutions réglementaires survenues sur la période 1999-2009 ;
- le bilan d'exploitation et de surveillance de l'installation (bilan de production, bilan des rejets, bilan des déchets, bilan dosimétrique) ainsi que le bilan des modifications réalisées sur l'installation sur la période 1999-2009 ;
- le bilan des écarts internes intéressant la sûreté survenus sur la période 1999- 2009 et le retour d'expérience associé, notamment les événements significatifs déclarés à l'Autorité de sûreté nucléaire ;
- le retour d'expérience national et international (REX acquis sur des installations autres que Mélox) ;
- l'évolution de l'état de l'art, des connaissances et des méthodologies d'analyse (criticité, thermique, facteur organisationnel et humain) ;
- les conclusions issues de l'examen de conformité ;

- les évolutions prévisibles sur l'installation ;
- les demandes formulées par l'Autorité de sûreté nucléaire.

Selon l'exploitant, ce travail ne remet pas en cause les dispositions de sûreté et d'exploitation en vigueur mais lui a permis d'identifier un ensemble d'améliorations dont la réalisation doit concourir au renforcement des lignes de défense.

A l'issue de l'instruction en cours, l'ASN se prononcera sur les résultats du réexamen de sûreté début 2013.

Par ailleurs, l'ASN a mené une inspection de l'installation sur le thème de la conformité. Cette inspection n'a révélé aucun écart important au référentiel de sûreté applicable à l'installation.

Évaluation des marges de sûreté

L'analyse de la robustesse de l'installation a porté sur le génie civil des bâtiments permettant d'obtenir un confinement statique sur les bâtiments 500, extension 500 et 501 et permettant de garantir la stabilité des bâtiments 504 et 506 ainsi que sur les équipements sensibles nécessaires à la mise en état sûr de l'installation.

Il faut noter, comme cela apparaît clairement dans le tableau de synthèse de la robustesse des équipements mécaniques suivant, que la marge sur les groupes électrogènes de sauvegarde est faible.

Équipement mécanique	Niveau de séisme minimal sans effet falaise (Magnitude pour une distance de 7 km)
Module de stockage STK	7,00
Entreposages pastilles PSK, PSR et PST	7,00
Réseau de ventilation	6,20
Entreposages pastilles PSA PSB	6,20
Module de stockage STE	6,40
Groupes frigorifiques STE	6,6 au sol et 5,8 en terrasse
Recycleurs STE	6,60
Armoire de sauvegarde ventilation	6,40
Réseau d'eau glacée STE	6,60
Gaine de ventilation Extraction Stockage	6,40
Groupes de sauvegarde	5,50

Le séisme de dimensionnement est un séisme de niveau 5,30 à une distance de 7 km. Les groupes électrogènes de sauvegarde risquent d'être inutilisables en cas de séisme d'intensité supérieure ou égale à 5,50 (à une distance de 7 km). La perte des refroidissements sauvegardés (ventilateurs, groupes frigorifiques et recycleurs) engage les risques de criticité et de perte du confinement. Les températures qui seraient alors atteintes dans les locaux d'entreposage de matière fissile, en particulier de crayons STE, pourraient remettre en cause la géométrie des entreposages au bout de délais très courts, délais semblant peu compatibles avec les délais d'intervention.

Dispositions envisagées pour renforcer la robustesse des installations vis-à-vis du risque sismique

L'instruction a montré qu'il était nécessaire que l'exploitant étudie les effets de site (lithologiques et/ ou géométriques) et évalue les majorations éventuelles à apporter aux spectres retenus. Il a également été recommandé de vérifier le comportement sismique des galeries, des fosses et du grenier du bâtiment 500 et des cheminées des bâtiments 500 et 501. L'exploitant s'est engagé à procéder à une telle vérification pour la galerie de l'extension, le grenier et la cheminée du bâtiment 500 en vue de conforter la robustesse du génie-civil.

Pour Mélox, l'ASN considère qu'il est important de procéder à la réalisation d'études pour vérifier la tenue de certains équipements au séisme, au cumul séisme et incendie ou autre situation accidentelle au-delà du référentiel, pour, le cas échéant, prévoir les renforcements nécessaires. Elle considère que le risque d'effet falaise associé à la perte du dernier niveau de filtration ou DNF (suite à un séisme aggravé par un incendie dans l'atelier « poudres ») doit être pris en compte en particulier.

Pour le système de détection sismique et les asservissements associés identifiés, l'ASN considère qu'il est nécessaire de mettre en place des dispositions pour pallier la défaillance de tout ou partie de ce système.

L'ASN formulera sur ces différents points des demandes à l'exploitant dont certaines feront l'objet de prescriptions.

FBFC Romans

Dimensionnement

La conception des bâtiments composant l'INB 98 date de la fin des années 1970 et a été faite pour certains sur la base des règles parasismiques PS 69.

Lors du réexamen de sûreté de l'INB 98 réalisé en 2003, les caractéristiques des séismes maximaux historiquement vraisemblables (SMHV) et des séismes majorés de sécurité (SMS) à retenir pour le site de Romans ont été validées. Ces caractéristiques, obtenues par l'application de la RFS 2001-01 et de la RFS antérieure (RFS I.2.c), enveloppes des spectres issus de l'application stricte de la RFS 2001-01, sont les suivantes :

- SMHV spécifique au domaine sismotectonique auquel appartient le site : magnitude = 4,5 ; profondeur = 8 km ; intensité au site = VI-VII sur l'échelle MSK ;
- SMHV rattaché au domaine sismotectonique connexe Est (incluant le Vercors), dit « SMHV lointain » : magnitude = 5,3 ; distance focale au site = 21 km ;
- SMS proche : magnitude = 5 ; profondeur focale = 8 km ;
- SMS lointain : magnitude = 5,8 ; distance focale = 21 km.

Dispositions visant à protéger les installations vis-à-vis du risque sismique / séismes de dimensionnement

A la suite du réexamen de l'INB 98 réalisé en 2003, les deux principaux bâtiments abritant la fabrication de combustibles (bâtiments C1 et AP2) ont été renforcés afin de résister aux SMS validés en 2003.

Les autres ouvrages de l'INB 98, hormis la station HF, n'ont pas fait l'objet de renforcements à la suite du réexamen de 2003. Leur tenue aux SMHV et SMS définis en 2003 n'est pas assurée.

La station HF a été mise en service en 2005 et conçue pour résister aux SMS définis en 2003.

Conformité de l'installation

La conformité des bâtiments de l'INB 98 au référentiel actuel de l'installation n'est pas établie, car non vérifiée de façon exhaustive par l'exploitant. L'exploitant précise néanmoins les éléments suivants : la station HF a été jugée conforme à son dossier de conception lors de sa mise en service en 2005 et les renforcements du bâtiment C1 sont conformes au dossier de renforcements réalisé après le réexamen de 2003.

Le prochain réexamen de l'INB 98 doit être réalisé en 2013. Le dossier attendu de la part de l'exploitant devra comporter l'examen de conformité de l'intégralité de l'INB, à l'exception de celui du bâtiment R1 qui doit faire l'objet d'un dossier de rénovation qui sera déposé fin 2012.

Évaluation des marges de sûreté

L'analyse de la robustesse n'a été menée par l'exploitant que sur la station HF et le bâtiment C1 et a conduit aux principales conclusions suivantes :

- pour la station HF : sa robustesse peut être considérée comme acquise pour une magnitude de séisme supérieure à celle du SMS + 1 ;
- pour le bâtiment C1 :
 - Bloc 4 contenant les autoclaves de conversion : la tenue du bloc a été justifiée par une revue d'experts pour une magnitude de séisme supérieure à celle du SMS + 0,5 ;
 - Atelier de vaporisation : des marges seraient disponibles (non quantifiées précisément) en raison des marges intrinsèques aux codes de calcul utilisés pour justifier la stabilité des structures de l'atelier. Selon l'exploitant, ces marges permettent de couvrir une augmentation d'un facteur 2 du chargement sismique ;
 - Condensation HF : des marges seraient disponibles (non quantifiées précisément) en raison des marges intrinsèques aux codes de calcul utilisés pour justifier la stabilité des équipements de l'atelier. Selon l'exploitant, ces marges permettent de couvrir une augmentation d'un facteur 4 du chargement sismique des structures, et d'un facteur 2 du chargement sismique des attaches et ancrages.

Dispositions envisagées pour renforcer la robustesse des installations vis-à-vis du risque sismique

FBFC annonce la rénovation du bâtiment R1 (bâtiment de recyclage des rebuts de fabrication), dont le dossier devrait être envoyé fin 2012.

Pour FBFC, l'ASN considère que l'exploitant devra procéder à des travaux visant à renforcer le bâtiment R1 utilisé pour le recyclage des matières uranifères ainsi que les équipements qu'il abrite. Elle prendra une prescription à ce sujet pour en fixer l'échéance.

L'ASN considère que l'exploitant devra mettre en œuvre un système automatique de coupure des alimentations électriques, de fermeture des vannes d'émission d'UF₆ et d'isolement des arrivées sur le site des gaz dangereux sur détection de survenue d'un séisme.

2.4. Autres installations (ATPu, Masurca)

2.4.1 ATPu

Dimensionnement de l'installation

Cette installation, construite en 1959 sans disposition particulière à l'égard du risque sismique, est principalement constituée des blocs A, B, C, D, E et F comportant 3 niveaux séparés par des joints. Au sous-sol, sont implantées des locaux d'entreposage et de conditionnement des matières radioactives, des cellules de production et des locaux techniques. Au RDC, sont implantés la plupart des cellules de fabrication et de contrôle et des entreposages d'éléments combustibles et de déchets. Au premier étage, sont implantés des cellules, des locaux techniques et des bureaux. Le CEA indique que les blocs A et B constituant le « bloc poudre » ont fait l'objet de renforcements sismiques en 1977 selon les règles PS69. Des études réalisées en 1994 ont démontré la nécessité de réaliser des renforcements sismiques supplémentaires. Cependant, le CEA a opté pour la fermeture de l'installation qui est actuellement en cours de démantèlement.

Les fonctions de sûreté à garantir pour l'atelier ATPu sont le confinement des matières radioactives et la maîtrise de la sous-criticité.

Conformité des installations au référentiel actuel

Concernant les ouvrages de génie civil, le CEA souligne que, pour un séisme correspondant à 50% du SMHV, le bâtiment principal pourrait s'effondrer, ce qui conduirait à des disséminations de matières radioactives supérieures à celles quantifiées dans le PUI et par une pollution de la nappe phréatique, engendrant ainsi des conséquences radiologiques très importantes.

Évaluation des marges de sûreté

L'ATPu, actuellement en démantèlement, ne présente pas de marge vis-à-vis du niveau sismique correspondant au SMHV.

Dispositions envisagées pour renforcer la robustesse des installations vis-à-vis du risque sismique

L'exploitant ne propose aucune mesure de renforcement de la robustesse des installations vis-à-vis du séisme. En effet, la disposition essentielle à mettre en œuvre pour réduire le risque radiologique lié à l'ATPu consiste à finaliser, dans les meilleurs délais, les opérations d'évacuation de matières radioactives encore présentes et le démantèlement de l'installation.

Ces opérations sont encadrées par le décret de mise à l'arrêt définitif et de démantèlement n° 2009-262 du 6 mars 2009, qui fixe un délai de quinze ans pour achever le démantèlement de l'installation.

Pour l'ATPu, compte tenu de l'état de l'installation, l'ASN considère qu'il n'y a pas de renforcement à demander à l'exploitant pour la tenue au séisme (des demandes seront faites pour la gestion de la crise).

2.4.2. Masurca

Dimensionnement

Le dimensionnement de l'installation de MASURCA a été réalisé en suivant les règles parasismiques provisoires « PS 62 ». Cette installation est actuellement à l'arrêt et sera renouvelée à partir de 2015. L'exploitant estime que sa stabilité est globalement assurée pour un SMS « dit installation », c'est-à-dire établi en tenant compte de la distance réelle entre le site et la faille de la Moyenne-Durance.

Dispositions visant à protéger les installations vis-à-vis du risque sismique

Les dispositions de conception concernent le génie civil du BSM et les columbariums du magasin d'entreposage des matières fissiles, qui ont été dimensionnés au spectre de référence applicable en 1964, lors de la construction de l'installation.

Les dispositions d'exploitation mises en œuvre afin de limiter les conséquences d'un séisme sont décrites dans une procédure spécifique relative aux actions à mener après séisme. La disposition principale mise en œuvre est la coupure des alimentations en électricité, eau, gazole, argon-CO₂ afin d'éviter les risques d'effet indirect suite à un séisme. Les effets indirects identifiés et pris en compte dans l'analyse sont la perte de toutes les alimentations électriques, la détérioration des réseaux électriques susceptible de produire un court-circuit et un départ de feu ainsi que la rupture de canalisations d'eau internes au BSM, susceptible de s'écouler au niveau des matières fissiles. Le CEA a indiqué que ces effets indirects n'étaient pas de nature à générer un effet falaise supplémentaire.

Concernant le génie civil, l'analyse du comportement au séisme des structures repose essentiellement sur un avis d'experts.

Au 30 juin 2011, le réacteur est déchargé et seul le bâtiment BSM contient de la matière nucléaire. Un projet de rénovation de l'installation est en cours et prévoit la construction d'un nouveau bâtiment de stockage des matières en remplacement du BSM (mise en service prévue en 2017).

Conformité des installations au référentiel actuel

Le CEA fait état d'un diagnostic montrant que le dimensionnement actuel du BSM ne permet pas de répondre aux exigences de sûreté en cas de séisme SMS défini selon la RFS 2001-01 pour l'ensemble des installations du site de Cadarache.

Évaluation des marges de sûreté

Compte tenu de ce qui précède, aucune marge de sûreté n'existe dans l'état actuel de l'installation.

Concernant la stabilité des équipements de stockage et de manutention (columbariums et pont gerbeur) en cas de séisme, le CEA précise qu'ils n'interviennent pas directement dans le confinement, mais peuvent intervenir dans la prévention du risque de criticité. Selon le CEA, ils présentent des marges significativement supérieures à celles du génie civil. Par conséquent, le risque principalement redouté est la ruine du bâtiment BSM, laquelle entraînerait celle des équipements et la perte de confinement ; le risque d'instabilité en propre des équipements de stockage et de manutention n'est pas redouté.

Dispositions pour améliorer la sûreté de l'installation et avis ASN

Le CEA précise qu'une évaluation complémentaire spécifique sera présentée pour la configuration de l'installation rénovée, dans le cadre de l'instruction du dossier relatif au projet de rénovation.

Dans l'attente de la disponibilité de ce nouveau bâtiment, les dispositions envisagées consistent à limiter la quantité d'eau pouvant être répandue sur les matières nucléaires suite à une rupture de canalisation d'eau alimentant le BSM par :

- isolement de l'arrivée d'eau de ville alimentant une douche et un lave-mains (les équipements du bâtiment vestiaire peuvent être utilisés) ;
- arrêt et vidange du circuit d'eau glacée de la climatisation.

La quantité d'eau pouvant atteindre les matières nucléaires serait ainsi restreinte au volume du circuit d'eau chaude de chauffage soit 0,5 m³.

Dans l'intervalle, le CEA précise qu'une partie de l'inventaire de matières fissiles va être transférée vers la nouvelle installation Magenta.

Oùtre les dispositions précitées, le CEA s'est engagé dans le cadre de l'instruction de l'évaluation complémentaire de sûreté à examiner et le cas échéant prendre différentes dispositions visant à renforcer la robustesse de l'installation de manière transitoire : le rebouchage des ouvertures sur les voiles de façades du BSM ;

- la mise en place d'un surbau à l'entrée du magasin sodium pour éviter toute entrée d'eau par écoulement au niveau du sol ;
- l'aménagement de la pente de la plateforme extérieure.

Pour Masurca, à l'issue de l'instruction de l'évaluation complémentaire de sûreté, l'ASN considère que l'exploitant doit procéder à l'évacuation des matières fissiles du BSM dans une installation dimensionnée au séisme en application de la RFS 2001-01. Cette demande fera l'objet d'une prescription qui en fixera l'échéance.

2.5. Dispositions génériques relatives au risque sismique

De façon générique, les exploitants doivent poursuivre les actions engagées pour mieux apprécier les incertitudes inhérentes aux données de base et aux modèles de prédiction et caractériser les effets de site.

Par ailleurs, suite aux ECS et afin de renforcer la robustesse des installations, l'ASN demandera aux exploitants de définir les exigences qui seront applicables au **noyau dur de dispositions matérielles et organisationnelles renforcées définies au paragraphe 1.3 ci-dessus**. Pour définir les exigences applicables à ce noyau dur en matière de résistance au séisme, les exploitants devront prendre des marges significatives forfaitaires par rapport aux référentiels actuels (RFS 2001-01 notamment).

L'ASN sera amenée à formuler des demandes en ce sens, dont certaines pourront être reprises sous forme de prescriptions.

3. Inondation

Ce chapitre présente les principaux éléments des rapports des évaluations complémentaires de sûreté remis par les exploitants relatifs à l'inondation et les conclusions de l'ASN à l'issue de l'instruction.

Pour chaque installation ou groupe d'installations, sont successivement abordés les points suivants :

- Dimensionnement de l'installation ;
- Dispositions visant à protéger les installations vis-à-vis du risque inondation ;
- Conformité des installations au référentiel actuel ;
- Évaluation des marges de sûreté ;
- Dispositions envisagées pour renforcer la robustesse des installations vis-à-vis du risque inondation.

A l'issue de l'instruction, l'ASN a considéré que pour certaines installations, des actions d'améliorations devaient être mises en œuvre. Elle en fera donc la demande. Certaines de ces demandes prendront un caractère de décision formelle, prise par le Collège de l'ASN, sous forme de prescriptions juridiquement opposables.

3.1. Dimensionnement des installations

La règle n°I.2.e du 12 avril 1984 définie par l'ASN et relative à la prise en compte du risque d'inondation s'applique aux installations nucléaires de production d'énergie électrique comportant un réacteur à eau sous pression. Elle n'est donc pas stricto sensu applicable aux autres installations. Néanmoins, à défaut d'autre référentiel, elle peut être considérée pour celles-ci.

Le projet de guide en cours, soumis à consultation en 2010, relatif à la protection des installations contre les inondations externes s'appliquera à toutes les installations nucléaires de base, quelle que soit leur nature.

3.2. Réacteurs expérimentaux

3.2.1 Réacteurs exploités par le CEA (Osiris, RJH, Phénix)

Osiris

Dimensionnement de l'installation

S'agissant du risque d'inondation lié à des arrivées d'eaux pluviales, le CEA a indiqué dans son rapport ECS que le réseau pluvial du site a été conçu pour des pluies décennales. Il précise par ailleurs que le réseau de l'installation n'est quant à lui pas dimensionné pour des pluies centennales à la borne de l'intervalle de confiance à 70%, mais que les débordements qui pourraient être produits dans ces circonstances se dirigeraient vers le ru de Corbeville, en contrebas du site, et n'auraient donc pas d'impact sur l'installation.

S'agissant du risque d'inondation lié à des infiltrations d'eau souterraine dans les bâtiments, le CEA a écarté le risque d'inondation par remontée de la nappe, celle-ci étant située à plus de 30 mètres de profondeur.

Dans tous les cas, selon le CEA, le risque d'inondation n'est pas de nature à créer un effet falaise.

Dispositions visant à protéger les installations vis-à-vis du risque inondation

Afin de se prémunir d'une infiltration d'eau importante dans le réacteur Osiris, plusieurs dispositions constructives ont été mises en place, telles que :

- l'implantation des fondations générales à l'intérieur d'un précuvelage circulaire en béton armé ;

- la mise en place d'un multicouche bitumeux sous le radier, relevé de 2 m sur la paroi extérieure de l'enceinte ;
- la présence de drains, sous le revêtement multicouche, conduisant à des puisards et des pompes implantés dans le vide annulaire compris entre l'enceinte et le précuvelage ;
- la présence de murets de 10 cm de hauteur entourant les passages de tuyauteries donnant accès au niveau -4 m à partir du niveau 0.

Pour le bâtiment des ateliers chauds, des dispositions constructives ont également été mises en place pour limiter le risque d'infiltration d'eau.

Le CEA considère donc que les mesures prises à la conception, tant sur la disposition des équipements électriques qualifiés comme équipements importants pour la sûreté que sur le cheminement des canalisations d'eau, permettent d'exclure le risque qu'une inondation soit à l'origine de la perte simultanée des voies de sûreté du réacteur O siris (le CEA a précisé que les conséquences les plus pénalisantes pour l'installation en cas d'inondation étaient la perte totale des alimentations électriques, à l'exception des lignes alimentées directement par le groupe d'ultime secours G US (ventilateurs d'extraction), et la perte de la ventilation nucléaire).

Par ailleurs, l'exploitant indique que des dispositions d'exploitation visant, d'une part, à alerter de l'imminence d'une inondation et d'autre part, à en limiter les conséquences ont été définies. Ces dispositions sont :

- le suivi de l'alerte donnée par Météo France ou par le Centre ;
- la réalisation de rondes ;
- la présence de sondes de niveau pouvant déclencher une pompe de relevage ou transmettre l'alerte en salle de commande ;
- la présence, sur l'installation, de moyens de pompages mobiles et, sur le centre, de pompes immergeables et de moto-pompes permettant de relever l'eau et de la canaliser vers des exutoires.

Conformité des installations au référentiel actuel

De façon générale, le CEA considère que la conformité des équipements essentiels et des agresseurs potentiels est vérifiée par les contrôles et essais périodiques, les opérations de maintenance et les actions réalisées dans le cadre des réexamens de sûreté.

En particulier, pour O siris et vis-à-vis du risque d'inondation, l'exploitant précise que la conformité est maintenue par la mise en œuvre des actions suivantes :

- la réalisation de rondes quotidiennes pour surveiller les locaux à risque de venue d'eau ;
- la réalisation de relevés trimestriels dans les regards des drains extérieurs pour surveiller les éventuelles venues d'eau à proximité immédiate des bâtiments de l'installation. Le CEA précise qu'aucune fuite à travers le radier n'a été décelée ;
- la réalisation de prélèvements au niveau des puisards collectant les eaux des drains situés sous le revêtement multicouche du réacteur O siris afin de surveiller l'étanchéité vis-à-vis des eaux de la nappe et vis-à-vis des fuites du bloc eau. Le CEA précise que la dernière inspection télévisuelle a conclu au bon état général des tuyauteries et des grilles ;
- la réalisation tous les 10 ans du test d'étanchéité du joint multicouche qui enveloppe la partie inférieure de l'enceinte et le radier ;
- le contrôle du drain situé sous le canal par caméra vidéo, curage et test de bon fonctionnement. L'exploitant considère que son état est globalement satisfaisant ;
- la réalisation du test, tous les 4 mois, de démarrage automatique des pompes de relevage situées au niveau des puisards du vide annulaire.

Il convient de souligner que l'examen de conformité ciblé réalisé en 2009 dans le cadre du réexamen périodique de l'installation O siris n'a pas révélé d'écart de conformité majeur.

Évaluation des marges de sûreté

Afin d'estimer les marges disponibles par rapport à une pluie centennale, le CEA a revu son étude, réalisée en 2005, relative aux risques d'engorgement des réseaux pluviaux de l'installation à la suite d'une inondation d'occurrence centennale. Dans ce cadre, il a considéré une pluie centennale correspondant à la borne supérieure de l'intervalle de confiance à 95%. Les résultats montrent que pour ces pluies, ce sont systématiquement les regards situés au sud, sud-est des bâtiments de l'installation qui seraient sujets à engorgement. Le volume d'eau issu du débordement de ces regards a été évalué à 221 m³ pour des pluies de période intense de 30 minutes.

Compte tenu de la planéité du terrain à proximité de l'installation, le CEA considère qu'un tel volume de débordement conduirait à une lame d'eau de moins de 50 cm de hauteur et pourrait entraîner des entrées d'eau dans les rétentions de certaines cuves, mais également dans le local des diesels puis vers le niveau -4 m de la galerie couronne avant de rejoindre le vide annulaire. Le CEA considère que cet événement n'est pas de nature à induire un risque d'effet falaise. Il prévoit toutefois des dispositions pour renforcer la robustesse de l'installation, notamment pour limiter l'impact d'une entrée d'eau dans les rétentions des cuves non fixées et dans la galerie.

Le CEA indique également qu'aucun risque d'effet falaise et aucune agression d'élément essentiel n'intervient tant que le niveau -4 m n'est pas envahi par plus de 60 cm d'eau, ce qui représenterait un volume de plus de 5000 m³ dans les sous-sols de l'installation.

Le CEA considère qu'une inondation de l'installation ne peut pas conduire à la défaillance d'un équipement essentiel et que le principal risque d'inondation provient de fortes précipitations. Les réseaux d'évacuation des eaux de pluie, que ce soit au niveau de l'installation ou du Centre, ont été dimensionnés à une pluie décennale. D'après l'étude précitée et réalisée en 2005, une pluie centennale produirait de faibles débordements des réseaux d'évacuation, qui se dirigeraient vers le ru de Corbeville situé au sud du Centre. Ainsi, le CEA considère qu'il n'y a pas de risque d'effet falaise à redouter. En outre, il précise que pour perdre la ventilation nucléaire et les armoires électriques, situées au niveau - 4 m de l'installation, 5000 m³ d'eau devrait s'infiltrer dans l'installation, ce qui dépasse largement le volume d'eau attendu en cas de débordement des réseaux d'évacuation suite à une pluie centennale (moins de 250 m³).

Dispositions envisagées pour renforcer la robustesse des installations vis-à-vis du risque inondation

Le CEA envisage les améliorations suivantes :

- étendre la réalisation de murets autour de tous les passages donnant accès au niveau -4 m à partir du niveau 0 m ;
- isoler une galerie reliant le laboratoire Pierre Süe (laboratoire extérieur à l'installation, non spécifiquement protégé contre une inondation) au vide annulaire du réacteur Osiris (galerie située autour du radier) ;
- mettre en place des dispositions empêchant le soulèvement en cas d'inondation des cuves acide, soude et fuel ou empêchant l'eau de pénétrer dans leurs casemates ;
- protéger d'une entrée d'eau la bouche d'aspiration de la ventilation de pulsion située au niveau 0 m à l'extérieur de l'installation.

Pour Osiris, l'ASN n'a pas de remarque particulière sur les propositions de l'exploitant pour accroître la robustesse de l'installation vis-à-vis du risque d'inondation.

RJH

Dimensionnement de l'installation

Pour le dimensionnement des installations du site de Cadarache, le CEA a calculé une cote majorée de sécurité de 265 m NGF, issue de la rupture du barrage de Serre-Poncon. Le site de Cadarache est par ailleurs traversé par le ruisseau du Ravin de la Bête, qui est à la cote de 297 m NGF au droit de RJH, puis canalisé au droit de l'ATPu dans un ovoïde dont le dimensionnement permet d'évacuer le débit centennal estimé sur cette partie du bassin versant. Au vu des marges disponibles entre les niveaux des plateformes et des deux cours d'eau (allant jusqu'à plusieurs dizaines de mètres), ou entre le débit extrême du ruisseau et la capacité de sa canalisation, le CEA a écarté une inondation des installations de Cadarache par la Durance ou un débordement du Ravin de la Bête.

Les pluies de référence prises en compte pour le dimensionnement sont des pluies centennales, telles que définies dans le cadre du « REX-Blayais ».

Pour ce qui concerne les remontées extrêmes de la nappe phréatique, le CEA a considéré pour le RJH un niveau correspondant à la crue centennale, où le niveau extrême de la nappe atteindrait la cote 316 m NGF au droit de l'unité nucléaire du RJH.

Dispositions visant à protéger les installations vis-à-vis du risque inondation

Les dispositions retenues au niveau de la conception sont les suivantes :

Le réseau de collecte des eaux pluviales du RJH est dimensionné pour faire face à l'occurrence d'une pluie centennale sur laquelle un coefficient de sécurité de 1,5 a été appliqué.

En complément du réseau de collecte des eaux pluviales, des dispositions ont été retenues pour éviter la pénétration des eaux de ruissellement à l'intérieur des structures :

Au niveau des pénétrations de l'unité nucléaire (UN) :

- Les portes d'accès (SAS camion, SAS des dispositifs neufs et porte de secours) disposent d'une pente permettant d'assurer l'écoulement préférentiel vers l'extérieur ;
- La toiture dispose d'une pente afin d'éviter l'accumulation d'eau sur les bâtiments, de descentes d'eaux pluviales assurant l'écoulement vers le réseau de collecte et pourvues d'un trop plein garantissant l'évacuation en cas de colmatage de la tuyauterie, et d'un revêtement étanche. Les équipements en toiture sont situés en hauteur et les ouvertures de ventilation sont équipées de protections vis-à-vis d'infiltrations. De plus, les traversées de ventilation sont surélevées par rapport à la dalle du toit ;
- Au niveau des galeries de liaisons, les traversées de canalisations de fluides et de câbles électriques avec l'UN sont surélevées par rapport au sol de ces galeries et rebouchées afin de maintenir une étanchéité empêchant les infiltrations. La galerie BMN est munie d'une pente et d'un muret perpendiculaire à la galerie permettant l'écoulement de l'eau vers le bâtiment BMR équipé d'une capacité de rétention de 200 m³. Les BAG sont équipées de surbaux et de puisards. La dalle supérieure des BAG et BMN faisant office de toiture présente une pente et des débords avec goutte d'eau.

Au niveau des pénétrations dans les bâtiments de sauvegarde BAS A et B, les BAS sont surélevés et à des altitudes différentes sur des plateformes aménagées avec des formes de pente favorisant l'écoulement vers les réseaux de collecte des eaux pluviales. Les planchers des locaux BAS sont surélevés entre 0,1 et 0,6 m par rapport au sol fini extérieur. Les cuves à gasoil alimentant les groupes de sauvegarde sont installées dans des fosses protégées par des dalles béton évitant les infiltrations d'eaux

Enfin, le CEA souligne qu'aucun caniveau ne peut créer une communication entre les deux bâtiments BAS (ségrégation géographique) :

- les canalisations d'eaux pluviales des BAS A évacuent l'eau en périphérie Est du site ;
- les canalisations d'eaux pluviales des BAS B évacuent l'eau en périphérie Ouest du site.

Au niveau des pénétrations par remontée de la nappe phréatique et infiltration des eaux de pluies exceptionnelles, l'UN est protégée de l'inondation induite par les remontées karstiques et des infiltrations des eaux de pluie par :

- l'étanchéité de la face interne du radier de l'UN (niveau -3) et des casemates primaires ;
- le radier inférieur de l'UN support des appuis parasismiques, dimensionné aux sous-pressions lors d'une remontée karstique accidentelle ;
- le confortement des fouilles (clouage passif du massif rocheux, voiles en béton projeté armé, drains forés et barbacanes) ;
- le dispositif de drainage de l'UN, indépendant du réseau d'évacuation des eaux pluviales, permet de collecter et d'évacuer vers le Ravin de la Bête les eaux des remontées karstiques, ainsi que celles consécutives à des apports d'eau d'infiltration de pluie.

Concernant les bâtiments hors UN, certains bâtiments sont situés à des altitudes supérieures aux niveaux des remontées karstiques centennales (BAS B et BAG B), leur permettant d'être hors d'atteinte. Les autres bâtiments disposent de dispositifs de drainage périphérique permettant de drainer les eaux des remontées karstiques correspondant à une valeur enveloppe d'une remontée karstique d'occurrence centennale vers le réseau des eaux pluviales.

En ce qui concerne les dispositions d'exploitation pour alerter de l'imminence d'une inondation et limiter les conséquences, le niveau des eaux souterraines est contrôlé périodiquement au niveau des piézomètres situés à proximité de l'installation. En fonction de l'évolution du niveau de la nappe phréatique, la périodicité de ces contrôles peut être renforcée.

Des détecteurs d'inondation reportés en salle de commande permettent d'alerter l'exploitant d'infiltration d'eau dans les BAS A et B, les BAG A et B, le radier inférieur de l'UN.

Conformité des installations au référentiel actuel

Le CEA précise que le réseau de collecte des eaux pluviales est périodiquement contrôlé et nettoyé en fonction de son état, dans le but de débarrasser les caniveaux des matières susceptibles de l'obstruer. Des rondes périodiques sont effectuées dans le radier inférieur pour contrôler le bon état du dispositif d'évacuation des eaux vers le Ravin de la Bête. En fonction de son état, un curage est réalisé.

A la suite de l'occurrence d'une inondation nettement supérieure à une crue centennale conduisant à une présence d'eau dans le radier inférieur, les dispositions suivantes seraient prises :

- inspection de l'état des structures et pièces mécaniques de l'espace inter-radier ;
- contrôle de l'état du radier de fondation.

Évaluation des marges de sûreté

L'exploitant a considéré les cas d'une crue extrême de la Durance, de la rupture des barrages situés à proximité du centre de Cadarache (barrage EDF de Serre-Ponçon, barrage de Sainte-Croix et Esparron-sur-Verdon) et de la rupture du Canal de Provence.

Les calculs ont montré que l'onde de submersion la plus pessimiste en termes de surélévation du plan d'eau correspondrait à la rupture du barrage de Serre-Ponçon, situé à plus de 95 km de Cadarache. L'onde de submersion résulterait de l'effacement total mais progressif du barrage du fait de l'apparition d'un renard hydraulique. Il a ainsi été calculé que cette onde atteindrait Cadarache 5 h 40 min après la rupture du barrage et se traduirait par un pic de débit de l'ordre de 60 000 m³/s avec une largeur à mi-hauteur de quelques heures. Le cas d'une crue centennale simultanée représenterait un débit supplémentaire de 5 000 m³/s, ce qui ne modifierait pas sensiblement la cote maximale atteinte par l'onde de submersion. La cote maximale atteinte serait de 265 m NGF.

L'exploitant considère qu'aucune installation nucléaire du site ne serait concernée et que l'accès au Centre resterait possible par les portes annexes.

L'exploitant présente des risques de débordements du réseau d'évacuation des eaux pluviales en cas de pluies dépassant les pluies de dimensionnement. Le CEA considère que les écoulements pluviaux non repris par le réseau d'évacuation n'impacteraient pas les bâtiments du RJH, du fait de la faible surface du bassin versant amont, de seuils d'accès surélevés par rapport à la voirie ou de fortes pentes extérieures dirigeant ces écoulements à l'aval vers le Ravin de la Bête.

En ce qui concerne les effets d'une remontée progressive de la nappe phréatique au-delà des cotes retenues dans le dimensionnement des installations, l'exploitant valorise les dispositions de protections qui permettent d'évacuer, comme pour les pluies, les écoulements vers le Ravin de la Bête, ou les marges disponibles avant d'atteindre les points bas des bâtiments sensibles.

Dispositions pour améliorer la sûreté de l'installation et avis de l'ASN

Bien qu'il n'y ait pas d'effet falaise identifié, le CEA propose de renforcer la robustesse de la conception en mettant en place des dispositions pour faciliter le pompage des eaux accumulées dans la zone des appuis parasismiques suite à une inondation de l'encuvement.

Pour le RJH, l'ASN considère que les propositions de l'exploitant pour accroître la robustesse de l'installation vis-à-vis du risque d'inondation sont satisfaisantes. Elle prescrira à l'exploitant la mise en place, dans la partie basse du voile béton de la zone des appuis parasismiques, des dispositifs permettant de faciliter la gestion d'une éventuelle inondation de l'encuvement.

Phénix

Dimensionnement de l'installation

Le CEA a calculé une cote majorée de sécurité (CMS) de 38,54 m NGF, issue de la rupture du barrage de Vouglans cumulée à la crue centennale du Rhône. Le niveau 0 de la centrale Phénix est situé 16 cm au-dessus de la CMS.

Les pluies de référence prises en compte pour le dimensionnement sont des pluies centennales à la borne supérieure de l'intervalle de confiance à 95%. Le CEA indique que le réseau de collecte des eaux pluviales permet d'évacuer des pluies de l'ordre de 100 mm/h, comparables à une pluie centennale de la région. Le CEA souligne que le réseau a permis d'évacuer correctement les fortes pluies passées, notamment lors de l'épisode de 2002.

A partir de 38,70 mNGF, la plateforme serait submergée.

Dispositions visant à protéger les installations vis-à-vis du risque inondation

Le CEA présente dans son rapport ECS plusieurs dispositions de conception visant à protéger le réacteur Phénix du risque d'inondation, notamment :

- le niveau 0 du réacteur qui se situe à la cote de 38,70 mNGF, pour une CMS fixée à 38,54 mNGF ;
- les divers aménagements de la Compagnie Nationale du Rhône (CNR) qui réguleraient le débit du Rhône et conduiraient son déversement en rive gauche. Le niveau d'eau serait donc limité au niveau de l'installation, située en rive droite, bien qu'aucune digue ne la protège ;
- la présence de moyens fixes de pompage, notamment dans le bâtiment des annexes, le bâtiment contrôle-bureau et le bâtiment des générateurs de vapeurs.

Le CEA présente également des dispositions d'exploitation permettant d'alerter de l'imminence d'une inondation :

- la surveillance du Rhône (niveau, débit, hauteur, risques de crues) via le site internet « Vigicrues » ;
- l'alerte donnée par Météo France en cas de prévision de conditions météorologiques extrêmes.

Néanmoins, l'aménagement du site fait apparaître des points faibles au niveau du bâtiment contrôle-bureau (BCB) et de la station de pompage qui conduisent à considérer qu'au delà de 38 mNGF, le risque d'inondation des sous sols du bâtiment réacteur et du puits de cuve, du bâtiment des GV et du bâtiment des manutentions existe mais serait limité à des infiltrations d'eau provenant des traversées avec le bâtiment annexe.

Conformité des installations au référentiel actuel

Le CEA indique que les principales dispositions permettant de garantir la conformité de l'installation sont :

- la vérification du bon fonctionnement de l'ensemble des pompes de relevage, par la réalisation d'un essai bimensuel ;
- la vérification, dans le cadre de l'ECS, du bon état des toitures et des départs de descente d'eau pluviale. Le CEA a indiqué également qu'il envisageait de programmer une visite périodique des réseaux de collecte des eaux pluviales.

En conséquence, le CEA considère que, pour l'installation Phénix, les principaux risques d'inondation proviennent de fortes précipitations et de crues du Rhône situé à proximité. Le risque d'effet falaise existe en cas de réaction sodium-eau induite par le déplacement de réservoirs de stockage de sodium secondaire simplement posés sur des berceaux en sous sol des bâtiments de manutention et GV.

Évaluation des marges de sûreté

Le CEA a présenté les effets d'une montée de crue du Rhône, en particulier au-delà de la CMS, puis au-delà de la cote de la plate-forme de l'installation (38,70 m NGF), conduisant à l'inondation des bâtiments. L'exploitant rappelle cependant que des déversements au-dessus de la digue en rive gauche, opposée à l'installation, limiteraient l'augmentation du niveau de l'eau. Il considère donc que l'atteinte de la plate-forme nécessiterait alors des débits de crue bien supérieurs au débit associé à la CMS.

L'exploitant exclut qu'une remontée extrême de la nappe phréatique puisse conduire à un risque significatif, du fait des moyens de protection en place pour les bâtiments comportant des équipements essentiels et de l'absence d'effet falaise en cas d'éventuelles infiltrations dans les bâtiments annexes.

Le CEA indique que des pluies supérieures à la capacité du réseau d'évacuation pourraient conduire à une lame d'eau sur la plate-forme de l'installation et induire un risque d'inondation des bâtiments. Sur ce point, l'exploitant propose une étude complémentaire pour évaluer le dimensionnement du réseau d'eaux pluviales de la centrale en regard de la capacité à évacuer les pluies de très forte intensité.

Dispositions envisagées pour renforcer la robustesse des installations vis-à-vis du risque inondation

Compte tenu de l'ensemble de ces éléments, le CEA envisage de:

- Remédier aux points faibles de l'installation en :
 - installant des dispositifs d'isolement sur les lignes de trop plein reliant les bâches du circuit de refroidissement des diesels principaux au réservoir situé au sous-sol du BCB ;
 - évaluant la tenue à une hauteur d'eau des traversées coupe-feu entre les sous-sols des bâtiments annexe, de manutentions, GV et réacteur et éventuellement d'étudier leur renforcement ;
- Favoriser le déversement de l'eau vers l'IPE (zone attenante au bâtiment GV contenant la salle des machines à l'arrêt) au moyen d'ouvertures réalisées dans la galerie de liaison entre le BCB et le bâtiment annexe ;
- Approvisionner des moyens pour limiter les entrées d'eau (boudins, ...) et d'établir une procédure de préparation des moyens mobiles de pompage en cas de crue annoncée ou de fortes précipitations ;
- Etudier le dimensionnement du réseau d'eaux pluviales de la centrale vis-à-vis de sa capacité à évacuer les pluies de très forte intensité, dépassant les intensités déjà rencontrées ;
- Réaliser des visites périodiques des réseaux de collecte des eaux pluviales de la centrale ;

- Rendre étanche une trémie donnant accès à un réservoir sodium situé en point bas du bâtiment réacteur.

D'autre part, le CEA s'est engagé à :

- Evaluer la marge sur le débit du Rhône avant atteinte de la plate-forme de Phénix ;
- Compléter son étude pour tenir compte des scénarios de pluies majorées, du risque d'indisponibilité du réseau d'évacuation des eaux pluviales, des zones d'accumulation locale d'eau liées à la configuration du site et de la localisation des accès aux bâtiments contenant des équipements à protéger ;
- Préciser les dispositions retenues pour la protection des locaux sensibles en cas d'inondation de la plateforme provoquée par une crue du Rhône et l'échéancier associé à la mise en œuvre de ces dispositions.

Pour Phénix, le principal risque présenté par l'installation vis-à-vis des situations extrêmes étudiées dans le cadre de l'évaluation complémentaire de sûreté est lié à l'inondation, compte tenu du risque d'interaction sodium / eau. L'ASN prendra des prescriptions relatives aux travaux nécessaires visant à accroître la robustesse de l'installation vis-à-vis de ce risque, en particulier, des locaux sensibles.

3.2.2. Réacteur exploité par l'ILL

Dimensionnement de l'installation

Le réacteur à haut flux est situé en amont du confluent de l'Isère et du Drac, en rive droite du Drac et en rive gauche de l'Isère. Ces deux rivières ont des régimes assez différents, la première étant alimentée par les pluies liées aux perturbations océaniques, la seconde, en général, par les pluies liées aux perturbations méditerranéennes. Il en résulte qu'il est assez rare que leurs crues se produisent simultanément.

Dans son rapport ECS, l'ILL indique que le RHF est conçu pour résister à une inondation à la cote maximale de 210,50 m NGF, qui couvre la cote de toutes les crues de l'Isère et du Drac, mais pas celle obtenue par la rupture du barrage de Monteynard.

Dispositions visant à protéger les installations vis-à-vis du risque inondation

Les premières dispositions de protection, vis-à-vis des crues de l'Isère et du Drac, sont les digues au droit du site de l'ILL.

Des dispositifs anti-crue sont également prévus, au niveau des prises d'eau des circuits de refroidissement et par la mise en place de portes anti-crue.

Un dispositif de protection vis-à-vis de la rupture du barrage de Monteynard, qui conduirait à l'arrivée d'un front d'onde sur le site, peut également être mis en place vis-à-vis de l'enceinte métallique externe qui risque de ne pas supporter un tel chargement. Le principe de ce dispositif serait de dégonfler l'espace annulaire en l'ouvrant en deux endroits, afin de laisser l'eau monter de part et d'autre de cette enceinte et ainsi éviter tout chargement dommageable.

Conformité des installations au référentiel actuel

L'ILL indique dans son rapport ECS, que le dimensionnement du RHF n'est pas conforme à la RFS I.2.e. En effet :

- la crue millénale n'étant pas connue, la cote majorée de sécurité correspondant à cette crue + 15 % n'est pas définie ;
- le dimensionnement ne tient pas compte de l'effacement de l'ouvrage de retenue le plus contraignant (barrage de Monteynard) cumulé avec la crue historique la plus forte ou la crue centennale si celle-ci est plus importante.

La mise en conformité est prévue dans le cadre de la prochaine mise à jour du rapport de sûreté prévue pour 2012. L'ILL indique que cette cote est cependant déjà prise en compte et intégrée dans les

procédures de gestion de crise concernant l'inondation sur le site. Pour ce qui concerne les SSC clés, l'exploitant a identifié les renforcements à réaliser (voir ci-dessous).

Évaluation des marges de sûreté

L'ILL a examiné un scénario de rupture des quatre barrages situés sur le Drac, consécutive à un séisme. L'ILL juge ce scénario extrêmement improbable et souligne le caractère pénalisant des cotes calculées (216,2 m) et après majoration (218 m). L'ILL retient, comme niveau de référence pour évaluer la robustesse de l'installation, le niveau non majoré de 216,2 m NGF. Ce choix est expliqué par le caractère conservatif des hypothèses retenues pour le calcul. Les vitesses d'écoulement sont similaires à celles calculées pour le scénario de rupture du barrage du Monteynard.

L'exploitant a donc évalué les risques d'entrée d'eau dans le bâtiment réacteur en prenant comme hauteur d'eau de référence 216,20 m NGF. Il indique qu'à cette hauteur 216,2 m NGF, les conséquences sur l'installation seraient les suivantes :

- inondation du niveau C du bâtiment réacteur par les grandes portes (porte à camion et porte de la cour à l'anglaise),
- perte de l'ensemble des alimentations électriques. Pour information, la salle de contrôle, qui constitue la salle de conduite normale, se situe au 4^e étage du bâtiment ILL4, au dessus des 216,20 m NGF. Or la conduite depuis cette salle requiert les alimentations électriques externes ou, en secours, les diesels situés au niveau 210,50 m NGF ou les batteries situées au 1^{er} étage du bâtiment ILL4, soit au niveau 214,20 m NGF.
- perte du poste de conduite de secours (PCS), qui permet le pilotage du circuit EG et la commande du circuit CES ; l'alimentation électrique associée est constituée d'un diesel de secours étanche jusqu'au niveau 210,50 m NGF.

Compte tenu de ces éléments, il peut être considéré que la surveillance et le pilotage de l'installation n'est conservé que jusqu'à la cote de 210,50 m NGF.

L'ILL précise que l'ensemble de ces défaillances ne conduit cependant pas à un accident, le cœur du réacteur et les éléments combustibles en refroidissement en piscine étant toujours correctement refroidis en convection naturelle. Il est important de souligner le fait qu'en cas de risque d'inondation du site, la mise à l'arrêt sûr du réacteur peut s'opérer dans des délais très courts puisque dès lors que le réacteur est à l'arrêt, l'évacuation de la puissance résiduelle est possible par simple convection naturelle qui s'établit de manière totalement passive (via trois clapets de convection naturelle, l'ouverture d'un seul étant suffisante) dès lors que les pompes de refroidissement qui assurent un débit forcé descendant s'arrêtent.

Sur cette base, il peut donc être considéré que, moyennant un dispositif d'alerte du risque d'inondation efficace, l'exploitant sera en mesure de réaliser les actions de mise à l'arrêt sûr de l'installation.

Dispositions proposées pour renforcer la robustesse des installations vis-à-vis du risque inondation

Compte tenu de ce qui est présenté ci-dessus, l'ILL s'est engagé à :

- renforcer, pendant l'arrêt d'hiver 2013-2014, toutes les traversées d'enceinte et trémies situées sous la cote 216,20 m NGF. Les équipements concernés sont : la porte de cour à l'anglaise, la porte à camion, le sas du niveau C, la trémie de traversée D 20 et la trémie de traversée d'eau secondaire. Au cours de l'instruction, l'ILL s'est engagé à examiner la possibilité d'engager les travaux de renforcement de l'étanchéité des ouvertures du bâtiment réacteur dès l'arrêt d'hiver de 2012-2013, prioritairement pour la porte de la cour à l'anglaise qui se situe au niveau le plus bas (207 m NGF).
- mettre en place, pendant l'arrêt d'hiver 2011-2012, un diesel hors zone inondable pour réalimenter les dispositifs permettant de garantir la surveillance du réacteur après inondation et de mettre en œuvre des moyens de premiers secours tels qu'une motopompe.

Il s'est également engagé à construire un nouveau poste de contrôle appelé PCS permettant la mise en œuvre et le pilotage de tous les circuits de sauvegarde (CES, CRU, CDS, CEN) jusqu'à une hauteur d'eau à la cote 216,20 m NGF. Ce point est développé dans la partie « Gestion des accidents graves ».

Demandes formulées par l'ASN pour renforcer la robustesse de l'installation

A l'issue de l'instruction du rapport ECS de l'ILL, l'ASN considère que la démarche menée par l'exploitant est satisfaisante. Elle examinera dans les prochains mois, de façon approfondie les propositions d'améliorations formulées par l'exploitant, dont certaines pourront faire l'objet de prescriptions.

3.3. Installations du cycle du combustible nucléaire (La Hague, Tricastin, Mélox, FBFC)

3.3.1 Site du Tricastin

Dimensionnement

AREVA indique que la cote de protection contre l'inondation du site est fixée à 51,1 m NGFO.

L'usine Georges Besse I

Le plancher de l'INB est situé au niveau 49,50 m NGFO. Aucun équipement contenant des matières radioactives n'est implanté en dessous de la cote de 53,50 m NGFO. Seuls les conteneurs d'UF₆ sont susceptibles d'être atteints par une inondation.

Comurhex

Le terrain d'emprise de l'installation Comurhex est situé à une cote supérieure ou égale à 51 m NGFO, les bâtiments ayant une cote légèrement supérieure et les rétentions étant protégées de tout ruissellement d'eau de pluie par des murets. Les conséquences environnementales d'une inondation se limitent donc au lessivage des sols, représentant environ 900 grammes d'uranium.

L'altimétrie minimale des planchers de Comurhex II est de 51,40 m NGFO, ce qui garantit le maintien hors d'eau de l'installation.

Socatri

Le dossier de l'exploitant ne présente pas d'élément particulier sur les conséquences d'une inondation sur l'installation. Toutefois, les études précédemment réalisées (réexamen, dossier d'options de sûreté du projet TRIDENT) montrent que l'installation est inondable au regard du référentiel en vigueur.

Une pluie centennale majorée pourrait engendrer une lame d'eau d'environ 20 cm et la perte de certaines alimentations électriques et remontées d'informations (l'altimétrie minimale des stations de traitement des effluents est de 47,70 m NGFO).

Cet aspect est étudié dans le cadre du réexamen de sûreté en cours.

TU5 W

Les points sensibles susceptibles d'être impactés par une inondation sont les suivants :

- Zone « stockage HF » de l'installation W
- Zone « émission » de l'installation W

Zone « stockage HF »

Le risque retenu par l'exploitant, en cas d'inondation, est le soulèvement des cuves.

L'exploitant indique que la conception des cuves de stockage HF repose sur deux principes différents :

- Stockage SHF1 : Les cuves sont implantées sur des plots en béton, placés dans des bacs de rétention, protégés par un muret périphérique. Dans ce cas, il apparaît qu'au-dessus d'un coefficient de remplissage de 71% (or les cuves sont soit vides, soit remplies à plus de 75% selon l'exploitant), les cuves ne peuvent être soulevées par l'eau, quelle que soit la hauteur atteinte. L'impact du soulèvement d'une cuve vide est nul.

- Stockage SHF2 : Les cuves sont ancrées sur un massif en béton, placés dans des bacs de rétention, protégés par un muret périphérique. Dans ce cas, l'ancrage des cuves permet d'exclure totalement le risque de soulèvement par l'eau, et ce quelle que soit la hauteur atteinte.

Zone « émission »

Le risque retenu par l'exploitant, en cas d'inondation, est le soulèvement des conteneurs et l'arrachement des canalisations.

Les conteneurs d'UF₆, en phase solide, sont placés sur des chariots de manutention dont le point bas est situé à 96 cm du sol de l'atelier. Ils sont raccordés à des étuves, par des vannes pointeaux situées à 2 m du sol. Les premières vannes manuelles de sectionnement à la sortie des étuves sont à 3 m du sol (les vannes commandables à distance sont implantées en amont). De plus, les étuves sont étanches et ancrées au massif.

L'usine Georges Besse II

La plateforme installation est située à une altimétrie (51,94 m NGFO pour l'unité sud, 54,05 m NGFO pour l'unité nord, 53,00 m NGFO pour l'atelier REC II) qui doit permettre de maintenir hors d'eau les installations sensibles en cas d'inondation (de niveau 51,10 m NGFO). Les murs et les radiers situés en dessous du niveau de la plateforme sont réalisés en béton hydrofuge et dimensionnés pour résister à la pression hydrostatique de la nappe d'eau. Les groupes électrogènes de secours et les compresseurs de production d'air comprimé nécessaires à la préservation des centrifugeuses sont également hors d'eau.

Les cristalliseurs, pièges froids et équipements autres que les conteneurs 30B et 48Y de GB II sont implantés au moins 4 m au-dessus du niveau des plateformes.

Des dispositions relatives au risque de pluies extrêmes ont également été prises à la conception. Chaque parc tampon est associé à un bassin de rétention des eaux pluviales. Les eaux pluviales du bassin de rétention de l'unité sud sont dirigées vers le bassin d'orage et les eaux pluviales du bassin de rétention de l'unité nord et de l'atelier REC II sont dirigées vers le bassin intermédiaire. Le bassin d'orage, dont l'exutoire est la Gaffière, collecte les eaux pluviales des toitures et voiries de l'unité sud. Le bassin intermédiaire collecte les eaux pluviales des toitures et voiries de l'unité nord et de l'atelier REC II et ses eaux sont évacuées vers le réseau d'eaux pluviales d'AREVA NC.

Dispositions visant à protéger les installations vis-à-vis du risque inondation

Le site reçoit systématiquement les bulletins météorologiques de Météo France qui constituent un seuil de pré-alerte pour l'ensemble des exploitants de la plateforme. Au niveau local, une convention tripartite entre la Compagnie Nationale du Rhône (CNR), EDF et AREVA a également été mise en place en matière d'informations réciproques en cas de situations climatiques défavorables ou de montée des eaux.

L'usine Georges Besse I

Le dossier de l'exploitant ne présente pas d'élément sur les dispositions de protection de l'installation vis-à-vis d'une inondation.

Comurhex

Un écran vertical, associé à trois puits de pompage, a été mis en place de long de la Gaffière ce qui porte les berges de la Gaffière à une cote de 52,39 m NGFO sur les 200 premiers mètres depuis son entrée sur le site. L'exploitant indique que le terrain doit faire l'objet d'un nivellement complémentaire pour atteindre cette même cote sur 200 m supplémentaires. Cela constituera une barrière supplémentaire de protection de l'installation.

De plus, en cas de pluies d'intensité supérieure à celle des pluies centennales, les installations sont mises à l'arrêt et en situation sûre et les effluents présents dans les fosses sont évacués.

Socatri

Le dossier de l'exploitant ne présente pas d'élément sur les conséquences d'une inondation sur l'installation. Cependant, le référentiel de sûreté de l'installation prévoit, dès l'atteinte de la cote de 47,8 m, la mise à l'état sûr des installations, la mise en place de batardeaux à l'entrée des bâtiments et la surélévation des matières dans les ateliers.

TU5 W

Pour cette installation, l'exploitant indique que les dispositions suivantes sont prises

- Zone « stockage HF » : Présence d'un muret de protection autour des bacs de rétention (48 cm pour SHF1 et 20 cm pour SHF2) ;
- Zone « émission » : En cas d'inondation, fermeture préventive des vannes de sectionnement et arrêt de la production.

L'usine Georges Besse II

La protection de l'installation vis-à-vis du risque inondation repose sur l'altimétrie des différents constituants clés.

Conformité des installations au référentiel actuel

L'exploitant n'a pas encore réalisé de réexamen de sûreté sur ses installations. Il se fonde, pour évaluer la conformité de ses SSC sur son système de contrôle et de maintenance interne. Il indique, que la mise en œuvre de son organisation n'a ainsi mis en évidence aucun écart de conformité. Ceci n'est pas satisfaisant pour évaluer la conformité des SSC qui devra faire l'objet d'un réel examen à court terme. Cet examen a débuté pour une installation, l'INB Socatri.

Pour l'usine Georges Besse II, la conformité effective est vérifiée de la conception à la mise en service.

Évaluation des marges de sûreté

L'exploitant examine les marges de sûreté par rapport à la conception initiale des installations. Ses études l'amènent à conclure qu'un certain nombre d'installations ne seraient pas robustes en cas de survenue d'un événement de type Fukushima.

Des éléments plus détaillés sont fournis pour l'usine Georges Besse II.

L'usine Georges Besse II

Dans le cadre de l'évaluation complémentaire de sûreté, deux aléas sont envisagés au niveau du site du Tricastin :

- débit d'eau en provenance des siphons de la Gaffière à hauteur de $300 \text{ m}^3 \cdot \text{s}^{-1}$ par mise en charge en rive gauche : dans ce cas, les installations restent hors d'eau ;
- inondation par une rupture de la digue du canal en rive droite entre la ligne TGV et le CNPE : dans ce cas, d'après les hauteurs d'eau données dans l'étude d'impact SNCF TGV Méditerranée, les équipements participant aux fonctions sûreté restent hors d'eau, à l'exception des pompes et des pièges froids ou chimiques de la vidange de secours. La sous-criticité de ces équipements est garantie en cas d'immersion.

Dispositions envisagées pour renforcer la robustesse des installations vis-à-vis du risque inondation

Des actions complémentaires ont été identifiées dans le cadre des évaluations complémentaires de sûreté, en particulier, pour approfondir les connaissances relatives au risque d'inondation des installations en cas de scénarios de pluies majorées en tenant compte du risque d'indisponibilité du réseau d'évacuation des eaux pluviales, des zones d'accumulation locale d'eau liées à la configuration du site et de la localisation des accès aux bâtiments contenant des équipements à protéger, ou pour renforcer les dispositions à prendre en cas d'inondation (consignes d'exploitation relatives à l'arrêt de production de l'usine W par exemple, mise en place de dispositions de sécurité permettant de limiter l'inondation des locaux et de contenir les conséquences de l'inondation à l'intérieur des limites de l'installation).

Pour les installations du site du Tricastin, à l'issue de l'instruction, l'ASN considère que le risque spécifique d'inondation de l'entreposage des matières enrichies constitue un point particulier devant être pris en compte. Par ailleurs, elle considère que des actions complémentaires sont nécessaires pour que l'exploitant renforce les dispositions à prendre en cas d'inondation. Elle prendra des prescriptions à ce sujet.

En particulier, l'ASN considère qu'AREVA devra lui fournir des compléments concernant l'évaluation des marges disponibles pour les séquences accidentelles d'inondation considérées en tenant compte de tous les aménagements réalisés sur le site susceptibles d'influer sur les hauteurs d'eau atteintes.

Les différents exploitants nucléaires de la plateforme devront également évaluer les marges disponibles pour les séquences accidentelles d'inondation considérées (rupture de barrages amont, effacement de la digue du canal de Donzère...) et proposer les éventuels renforcements en tenant compte de tous les aménagements réalisés sur le site susceptibles d'influer sur les hauteurs d'eau atteintes.

Pour Socatri, l'ASN considère que l'exploitant devra prendre les dispositions nécessaires pour prévenir le risque de criticité en cas d'inondation des entreposages de matières enrichies. Elle prendra des prescriptions à ce sujet.

3.3.2. Site de La Hague

Dimensionnement des installations

Le site de La Hague, de par sa localisation et son environnement (altitude élevée par rapport à la mer, point haut de la zone), ne présente pas de risque de tsunami, de rupture de barrage ou de crues.

Une inondation des bâtiments ne peut provenir que de la remontée des nappes d'eau souterraines ou de précipitations extrêmement importantes.

L'exploitant a estimé que la vitesse de remontée avant atteinte du niveau bas moyen des ateliers est de 10 jours en l'absence de relevage des eaux souterraines, qui n'est pas garanti en situation de séisme.

A la conception des usines, AREVA a retenu la pluie décennale (précipitation de 2,1 mm par minute sur une durée de 10 minutes) comme aléa d'inondation de dimensionnement.

Conformité

Sans réaliser de réel examen de conformité, l'exploitant a évalué la capacité des réseaux d'évacuation d'eaux pluviales à reprendre les volumes d'eaux engendrés par une pluie de retour centennal et les éventuels voies d'eaux possible. Sur les quatorze bâtiments examinés, sept d'entre eux possèdent des réseaux d'évacuation sous dimensionnés pour évacuer les volumes d'eaux considérés (24 mm sur 6 min).

Par ailleurs, le risque d'indisponibilité du réseau pluvial n'est pas retenu par l'exploitant qui considère que celui-ci peut être évité en assurant un entretien régulier du réseau.

Dispositions visant à protéger les installations vis-à-vis du risque inondation

L'établissement dispose d'une fonction de pompage assurant le rabattage des niveaux des nappes phréatiques.

Évaluation des marges de sûreté

Le site de La Hague est en majeure partie situé au sommet du plateau de Jobourg à plus d'une centaine de mètres au dessus du niveau de la mer. Le site dispose également au Sud, en contrebas de ce plateau et à proximité de la mer, d'une zone de liaison comprenant notamment le barrage des Moulinets. Le pied du barrage et les installations adjacentes sont implantés à une altitude d'environ 28 m NGF, soit 33 m au-dessus du niveau 0 des cartes marines. Ces installations sont situées à plus de 10 m au-dessus des plus hautes eaux envisageables (niveau de pleine mer de vive eau + surcote marine millénale + forte houle).

Par conséquent, l'exploitant considère que tout risque d'inondation lié à un tsunami associé à un séisme peut être écarté, même dans un scénario extrême.

L'exploitant a présenté une évaluation du risque d'inondation lié aux remontées de la nappe phréatique. Considérant que la dynamique du phénomène de remontée de nappe est suffisamment lente, l'exploitant a écarté le risque lié à la perte de la fonction de pompage assurant le rabattement des niveaux des nappes phréatiques.

L'exploitant a également présenté une évaluation du risque d'inondation lié aux Pluies brèves et de Fortes Intensités (PFI). Les valeurs de PFI retenues ont été évaluées en se référant à la méthodologie « REX Blayais » et l'évaluation de l'impact a fait l'objet d'une modélisation tenant compte des capacités d'évacuation du réseau pluvial, des débordements prévus et des cheminements possibles de l'eau en surface. La démarche présentée a abouti à l'estimation de hauteurs d'eau, entre 0 et 13 cm, au droit des accès aux bâtiments contenant des SSC clés.

Dispositions envisagées pour renforcer la robustesse des installations vis-à-vis du risque inondation

L'exploitant a conclu, pour deux des 14 bâtiments étudiés dans le cadre de l'évaluation du risque d'inondation lié aux PFI à la nécessité de réhausser les seuils d'accès.

Etudes proposées pour compléter la démarche

Pour les installations de La Hague, l'ASN considère que l'exploitant devra compléter sa démarche en analysant a minima les risques d'inondation des SSC clés au regard des scénarios de pluies majorées et réaliser une étude de sensibilité au regard du bouchage partiel des canalisations et des risques de rupture multiple de circuits et d'ouvrages faisant suite à un séisme, en tenant compte de la configuration du site et de la localisation des accès aux bâtiments contenant des équipements à protéger. Elle formulera des demandes en ce sens.

3.3.3. Autres installations du cycle du combustible (Mélox, FBFC)

Mélox

Dimensionnement

A la conception de l'usine, et afin de définir les moyens de protection vis-à-vis du risque d'inondation, l'exploitant a pris en compte la RFS I.2.e pour définir les données à considérer. Ces données ont été fournies par la Compagnie nationale du Rhône (CNR). Il s'agit des niveaux :

- de la crue millénaire majorée (CMM), représentée à partir du débit de la crue millénaire majorée de 15% ;
- de la crue centennale cumulée avec l'effacement du barrage de Vouglans.

Le débit de la crue millénaire majorée de 15% est retenu comme le plus pénalisant vis-à-vis de la montée des eaux du Rhône. En cas de CMM, le Rhône ne peut, en pratique, dépasser que de peu la cote de 37,5 m NGF (cote de la digue rive gauche) sans toutefois dépasser la cote de la rive droite. La différence de hauteur entre les digues rive gauche et rive droite favorise un déversement du Rhône côté rive gauche.

La crue centennale cumulée avec l'effacement du barrage de Vouglans est la plus pénalisante vis-à-vis de la montée des eaux du contre-canal situé derrière la digue rive droite. En cas de crue centennale concomitante à l'effacement du barrage de Vouglans, la cote atteinte s'élève à 36,65 m NGF au niveau du site de Marcoule (PK 209,5). Cette valeur est retenue pour la cote majorée de sécurité (CMS) depuis la réévaluation des données de dimensionnement.

L'usine Mélox est installée sur une plateforme à la cote 40 m NGF. Il existe donc une marge de plus de 2 m par rapport à la CMM et de plus de 3 m par rapport à la crue centennale cumulée avec l'effacement du barrage de Vouglans. Les fosses du bâtiment 500, en décaissé par rapport au niveau 40 m NGF, sont dimensionnées pour résister à la poussée hydrostatique correspondant à la CMM.

Ces fosses sont aussi dimensionnées à la montée de la nappe phréatique. Toutes les structures de l'usine sont étanches jusqu'au niveau du radier, niveau auquel est encore ajoutée la hauteur des seuils des portes. Par rapport au niveau moyen de la nappe (30,57 m NGF) la marge est de 9,73 m et par rapport au niveau maximal enregistré (sur 10 ans) (33,37 m NGF), elle est de 6,93 m.

La quantité d'eau étant fortement limitée à l'intérieur des locaux procédés, le risque d'inondation interne n'a pas été pris en compte.

L'usine a été dimensionnée (avec notamment l'implantation d'un réseau de canalisations et le dimensionnement des ouvertures, galeries de liaison, trémies, groupes frigorifiques et terrasses) à partir des pluies de référence indiquées dans le tableau ci-dessous et extraites du graphe des hauteurs/ durées/ fréquences des service de la météorologie nationale de Nîmes-Courbessac.

Période de retour (ans)	Durée			
	6 min	15 min	30 min	1 h
10	16 mm	28 mm	45 mm	68 mm
100	24 mm	41 mm	68 mm	105 mm

· Station pluviométrique de Nîmes-Courbessac – Précipitations maximales ajustées sur la période 1964-1992

Dispositions visant à protéger les installations vis-à-vis du risque inondation

Les groupes frigorifiques (situés à l'extérieur) et les groupes électrogènes diesel de secours (situés dans des conteneurs, eux-mêmes à l'extérieur) et de sauvegarde (situés dans des locaux différents au sein du bâtiment 504) qui permettent de maintenir les fonctions sauvegardées sont les SSC clés cibles en cas d'inondation. L'usine a été dimensionnée pour protéger ces SSC clés d'une inondation de référence.

Conformité des installations au référentiel actuel

Il faut noter que l'exploitant a procédé en 2009 à une campagne de relevés altimétriques. Il en ressort que le tassement s'est ralenti depuis 1996 et que la valeur du tassement maximal ne remet pas en cause les marges existantes par rapport aux crues de référence.

Évaluation des marges de sûreté

L'exploitant a étudié la robustesse des installations et en particulier des SSC clés évoqués précédemment (groupes frigorifiques et groupes électrogènes de secours et de sauvegarde) vis-à-vis d'inondations au-delà du référentiel. Les marges ont été évaluées par rapport à la CMS. Le tableau suivant récapitule les résultats de l'étude menée par l'exploitant.

Systèmes et composants clés	Niveau NGF	Marge par rapport à la CMS
2 Groupes électrogènes diesel de secours provisoires (*)	> 38 m(*)	> 1,35 m (*)
2 Groupes électrogènes diesel de sauvegarde (voie A/voie B)	41 m	4,35
2 Locaux électriques de sauvegarde	40,60 m	3,95 m
2 Poste de conduite de sauvegarde (voie A/voie B)	40,30 m	3,65 m
2 Groupes Frigorifiques STE (voie A/voie B)	41,05 m	4,4 m
	51,46 m	14,81 m
2 Groupes Frigorifiques TAS (voie A/voie B)	40,70 m	4,05 m
	40,80 m	4,15 m

(*) Le remplacement des groupes électrogènes diesel de secours provisoires est prévu pour début 2012 après autorisation réglementaire. Les groupes définitifs seront situés à 40,05 m NGF, soit une marge de 3,4 m par rapport à la CMS.

Dans le cadre des ECS, l'exploitant a envisagé une crue progressive de niveau supérieur à :

- celui de la crue centennale, associée à l'effacement du barrage de Vouglans, dans un premier temps ;
- celui de la plateforme (40 m NGF) sur laquelle l'usine est construite, dans un second temps.

Selon l'exploitant, les premiers équipements impactés seraient les groupes électrogènes diesel de secours provisoires ; leur perte n'a pas d'incidence sur la mise à l'état sûr de l'installation. Dans la configuration définitive (2012) des groupes électrogènes diesel de secours (40,05 m NGF), ceux-ci seraient également les premiers impactés. Les postes de conduite de sauvegarde sont ensuite impactés (40,30 m NGF), mais les interventions locales restent toujours possibles. A partir d'une cote de crue de 40,40 m NGF, les conditions de prévention du risque criticité sont modifiées. Néanmoins, la prévention du risque criticité reste assurée tant que les assemblages et crayons restent en place. A partir du niveau 40,80 m NGF, le refroidissement des assemblages n'est plus assuré et c'est à partir de 51,46 m NGF que le refroidissement de l'entreposage des crayons n'est plus assuré. Les groupes électrogènes diesel de sauvegarde sont noyés à partir d'un niveau de crue de 41,00 m NGF.

En résumé, les niveaux de crue qu'il faudrait atteindre pour endommager les SSC clés sont très difficilement atteignables compte tenu de la largeur de la plaine. Par conséquent, l'exploitant a considéré que seule la perte des groupes électrogènes diesel de secours devait être prise en considération.

Concernant le risque lié aux pluies torrentielles, les valeurs mises à jour par Météo France sont les suivantes :

Durée	6 mn	15 mn	30 mn	1 h
Pluie de référence (mm)	21,5	41,7	67,0	112,1

Station pluviométrique de Nîmes-Courbessac - Précipitations maximales ajustées sur la période 1964-2009

L'exploitant indique qu'elles sont peu différentes des valeurs qui ont été prises en compte pour le dimensionnement. Par ailleurs, le retour d'expérience sur les « épisodes cévenols » des années 2002 et 2003 a montré qu'il n'y avait pas d'impact sur les locaux hors d'eau et a conduit à un renforcement de l'étanchéité de la coursive du bâtiment 500 et à la création d'un caniveau dans la coursive.

Dispositions envisagées pour renforcer la robustesse des installations vis-à-vis du risque inondation

Pour les raisons ci-dessus exposées, l'exploitant n'envisage pas de renforcer la robustesse de son installation vis-à-vis du risque inondation. Selon lui, les éléments aggravants considérés portent à conclure qu'il est inutile de renforcer la robustesse de l'installation, y compris vis-à-vis du cumul séisme et inondation.

Les conditions météorologiques extrêmes (pluies torrentielles d'intensité supérieure à celle des pluies de dimensionnement et remontée de la nappe phréatique) ont aussi été considérées. L'exploitant a récemment mis à jour ses valeurs de pluies de référence en se référant au projet de guide inondation. Les nouvelles valeurs sont actuellement en cours d'expertise par l'IRSN. L'évaluation doit tenir compte de l'indisponibilité du réseau d'évacuation des eaux pluviales, des zones d'accumulation locale d'eau et de la localisation des accès aux bâtiments contenant des équipements à protéger.

Pour Mélox, à l'issue de l'instruction, l'ASN considère qu'aucune demande spécifique n'est à formuler à l'exploitant pour accroître la robustesse de l'installation vis-à-vis du risque d'inondation.

FBFC

Dimensionnement

Le site industriel où est implanté FBFC est longé, au Sud, par les rivières La Joyeuse et l'Isère. La cote du terrain du site est supérieure à celle de chacune des 2 rivières. Le risque d'inondation par la crue d'une des 2 rivières est nul étant donné l'importance du dénivelé qui existe entre la cote du terrain de l'INB 98 et la cote du niveau d'eau normal de chacune des rivières : +19 mètres pour La Joyeuse et +24 mètres pour l'Isère. Même en cas de survenue d'une crue centennale d'une rivière, le site de FBFC ne serait pas inondé.

Il existe deux nappes aquifères sous le site de FBFC :

- un aquifère profond du tertiaire, située à une profondeur de 150 à 200 m sous la cote du terrain. Un risque d'inondation par cette nappe est exclu ;
- une nappe superficielle d'accompagnement de cours d'eau, de grande ampleur, et traversant le site FBFC d'Est en Ouest sur plusieurs kilomètres de large. Cette nappe se trouve à une profondeur comprise entre 5 et 30 mètres d'une façon générale, et plus précisément de 12 mètres sous le site FBFC. La nappe est en-dessous du niveau des fondations des bâtiments de FBFC. Le niveau de cette nappe est stable, même en cas de crues de La Joyeuse ou de l'Isère, ce qui démontre qu'il n'y a pas d'échanges directs entre la nappe et les deux rivières. Le risque d'inondation des installations de FBFC par la remontée de la nappe superficielle n'est donc pas retenu.

Le risque d'inondation par les pluies, et notamment les pluies centennales, fait l'objet d'une étude qui est en cours par FBFC. Les résultats devraient être transmis à l'ASN mi 2012, avec les éventuelles mesures de protection adéquates.

Dispositions visant à protéger les installations vis-à-vis du risque inondation

L'exploitant ne prévoit pas, dans son évaluation complémentaire de sûreté, de disposition visant à protéger ses installations du risque inondation. Toutefois, les résultats de l'étude précitée relative au risque d'inondation par les pluies pourrait le conduire à proposer des mesures de protection.

Conformité des installations au référentiel actuel

De même que pour le risque sismique, la conformité des installations n'est pas garantie.

Évaluation des marges de sûreté

L'exploitant ne fournit, dans son rapport, aucune étude spécifique des marges de sûreté vis-à-vis du risque d'inondation.

Dispositions envisagées pour renforcer la robustesse des installations vis-à-vis du risque inondation

Pour FBFC, à l'issue de l'instruction, l'ASN estime que des renforcements de la robustesse de l'installation ne sont pas nécessaires vis-à-vis des risques d'inondation autres que ceux causés par la pluie sur le site.

En revanche, l'ASN sera amenée à demander des renforcements pour la protection des bâtiments identifiés dans le réexamen de sûreté comme vulnérables au risque d'inondation par pluie à la suite de l'étude attendue pour mi-2012.

3.4. Autres installations (ATPu, Masurca)

3.4.1 ATPu

Dimensionnement

Le Centre de Cadarache est majoritairement implanté sur le bassin versant du Ravin de la Bête, ruisseau pérenne alimenté par des sources dans sa partie « aval » et dont l'exutoire est la Durance.

Les situations d'inondation retenues par l'exploitant sont :

- les crues du bassin versant amont

Le bassin versant en amont à l'installation ATPu est de faible surface et intégralement végétalisé, Le débit d'occurrence centennal apporté par ce bassin versant amont est inférieur à $1\text{m}^3/\text{s}$. Les infrastructures d'évacuation des eaux pluviales situées en périphérie de l'installation ATPu permettent la protection de l'installation contre le risque d'inondation par apport du bassin versant amont.

- les eaux pluviales

La grande majorité du réseau pluvial du Centre de Cadarache a été construit dans les années 1960 - 1970 en se basant, à l'époque, sur les règles de dimensionnement classique des réseaux VRD de type milieu urbain. Le modèle de dimensionnement des réseaux d'évacuation est le modèle d'écoulement qui prend en compte la rugosité des canalisations, appelé modèle de Strickler et classiquement utilisé en hydraulique à surface libre. Ce modèle permet d'évaluer la capacité d'évacuation des réseaux en y associant un taux de remplissage.

- la remontée de la nappe phréatique

Le niveau le plus haut enregistré au niveau de l'installation ATPu a atteint la cote de 273,5 m NGF (1993-1994). Le sous-sol du bâtiment principal est au niveau 275,5 m NGF. Le bâtiment dispose d'un cuvelage étanche. Le rez-de-chaussée est au niveau 280 m NGF.

- le débordement du Ravin de la Bête

L'installation ATPu est positionnée à proximité du Ravin de la Bête dans une zone où ce dernier est intégralement canalisé dans un ovoïde dont la capacité est de l'ordre de $40\text{ m}^3/\text{s}$, qui fait l'objet d'une maintenance particulière et d'un contrôle périodique après chaque événement pluvieux. Cette capacité est cohérente avec le débit d'occurrence centennal retenu sur cette partie du bassin versant. Par conséquent, l'exploitant considère que l'installation ATPu est protégée du risque d'inondation externe par débordement du Ravin de la Bête.

- la dégradation d'ouvrages hydrauliques.

L'exploitant a considéré le cas d'une crue extrême de la Durance, de la rupture des barrages situés à proximité du centre de Cadarache (barrage EDF de Serre-Ponçon, barrage de Sainte-Croix et Esparron-sur-Verdon) et de la rupture du Canal de Provence.

Les calculs ont montré que l'onde de submersion la plus pessimiste en termes de surélévation du plan d'eau correspondrait à la rupture du barrage de Serre-Ponçon, situé à plus de 95 km de Cadarache. L'onde de submersion résulterait de l'effacement total mais progressif du barrage. Il a ainsi été calculé que cette onde atteindrait Cadarache 5 h 40 min après la rupture du barrage et se traduirait par un pic de débit de l'ordre de $60\ 000\text{ m}^3/\text{s}$ avec une largeur à mi-hauteur de quelques heures. Le cas d'une crue centennale simultanée représenterait un débit supplémentaire de $5\ 000\text{ m}^3/\text{s}$, ce qui ne modifierait pas sensiblement la cote maximale atteinte par l'onde de submersion. La cote maximale atteinte serait de 265 m NGF.

L'exploitant considère qu'aucune installation nucléaire ne serait concernée et que l'accès au Centre resterait possible par les portes annexes.

Dispositions visant à protéger les installations vis-à-vis du risque inondation

Les principales dispositions de conception vis-à-vis du risque d'inondation externe sont les suivantes :

- le bâtiment dispose d'un cuvelage étanche au niveau des sous-sols, complété d'un drain périphérique raccordé au réseau d'eaux pluviales permettant un rabattement partiel des pluies ;
- pour les zones susceptibles d'être inondées lors de pluies abondantes ou lors d'une remontée de la nappe phréatique à la cote de 280 m NGF, des pentes adaptées (ou des marches) ont été mises en place au niveau des points d'accès au bâtiment qui sont donc surélevés par rapport au niveau du sol extérieur.

Les eaux pluviales sont collectées par des descentes pluviales, rigoles, fossés et avaloirs, puis dirigées vers le Ravin de la Bête dans lequel elles se déversent.

Ces dispositions de conception sont complétées par des dispositions de maintenance et d'entretien du réseau de collecte des eaux pluviales, des dispositions de surveillance (contrôle périodique de l'étanchéité de la toiture, des murs et des ouvertures, suivi des niveaux piézométriques, alarme inondation), et des mesures d'intervention (pompages, mise en place de boudins,...) visant à limiter l'introduction d'eau dans les locaux en cas de survenue d'une inondation.

L'exploitant précise que depuis la construction de l'ATPu, aucun événement pluvieux significatif n'a mis en cause la sûreté de l'installation.

Conformité des installations au référentiel actuel

L'exploitant indique que la conformité des installations au référentiel est régulièrement contrôlée dans le cadre du programme de contrôles et essais périodiques de l'établissement. En particulier, les reports de téléalarme des sondes sont testés annuellement et les pompes des puisards qui permettent le relevage vers les cuves font l'objet d'une maintenance annuelle.

Évaluation des marges de sûreté

Les éléments présents au sous-sol du bâtiment principal de l'ATPu sont essentiellement l'un des deux postes d'alimentations électriques et les installations de ventilation et filtration de l'installation. Une inondation de ce sous-sol provoquerait une perte totale des alimentations électriques et l'arrêt de la totalité du réseau de ventilation de l'installation. L'exploitant considère que ces événements ne sont pas de nature à induire un effet falaise.

De même, les matières radioactives présentes au sous-sol du bâtiment principal de l'ATPu disposent de plusieurs barrières de confinement, prévenant ainsi le risque de dissémination et le risque de criticité en présence d'eau. Aucun risque d'effet falaise lié au risque d'inondation n'est donc à redouter.

Du fait de l'existence d'un cuvelage étanche sur le sous-sol du bâtiment principal de l'ATPu, l'exploitant considère que le niveau d'inondation auquel l'installation peut résister sans perdre l'intégrité de confinement est de 280 m NGF correspondant au rez-de-chaussée du bâtiment.

Au dessus de ce niveau, l'eau s'infiltrerait par les accès du rez-de-chaussée de l'installation. Les détecteurs d'alarme inondation existant au sous-sol du bâtiment seraient activés, déclenchant l'arrivée des équipes d'intervention.

Dispositions envisagées pour renforcer la robustesse des installations vis-à-vis du risque inondation

Compte tenu de l'absence de risque significatif lié à l'inondation, l'exploitant ne propose aucune disposition visant à renforcer la robustesse de l'ATPu vis-à-vis de ce risque.

Pour l'ATPu, à l'issue de l'instruction, l'ASN considère que le renforcement de la robustesse de l'installation vis-à-vis du risque d'inondation n'est pas nécessaire.

3.4.2 Masurca

Dimensionnement de l'installation

Pour le dimensionnement des installations du site de Cadarache, le CEA a calculé une cote majorée de sécurité de 265 m NGF, issue de la rupture du barrage de Serre-Ponçon. Le site de Cadarache est par ailleurs traversé par le ruisseau du Ravin de la Bête, qui est à la cote de 297 m NGF au droit de Masurca, puis canalisé au droit de l'ATPu dans un ovoïde dont le dimensionnement permet d'évacuer le débit centennal estimé sur cette partie du bassin versant. Au vu des marges disponibles, entre les niveaux des plateformes et des deux cours d'eau (allant jusqu'à plusieurs dizaines de mètres), ou entre le débit extrême du ruisseau et la capacité de sa canalisation, le CEA a écarté le risque d'inondation des installations de Cadarache par la Durance ou un débordement du Ravin de la Bête.

Les pluies de référence prises en compte pour le dimensionnement sont des pluies centennales, telles que définies dans le cadre du « REX -Blayais ». Le dimensionnement du réseau d'eaux pluviales de l'INB à ces pluies a été examiné lors du dernier réexamen de l'installation (2006).

Pour ce qui concerne les remontées extrêmes de la nappe phréatique, le CEA a considéré un niveau correspondant à la crue centennale, où le niveau extrême de la nappe atteindrait la cote 317 m NGF pour Masurca.

Dispositions visant à protéger l'installation vis-à-vis du risque inondation

L'exploitant conclut dans son rapport ECS qu'aucune disposition particulière n'est requise après inondation afin d'assurer un état sûr.

Il précise en outre qu'en cas d'envolement des matières fissiles, la sûreté de l'installation n'est pas remise en cause.

Pour prévenir le risque d'infiltration d'eau dans l'installation, l'étanchéité des bâtiments a été réalisée à la construction. En outre l'INB dispose d'un réseau d'évacuation externe aux bâtiments. Des grilles, caniveaux et un réseau de canalisations permettent de récupérer les eaux de pluie (ruissellement sur les surfaces imperméabilisées) et de drainage (infiltration dans les surfaces perméables) et de les évacuer vers le réseau d'eaux pluviales du Centre. L'efficacité des circuits pour l'évacuation des eaux collectées par caniveau est assurée soit par l'entretien automnal/ hivernal de ces caniveaux effectué par les services spécialisés du Centre, soit à la demande de l'exploitant suite notamment à des constats lors de rondes.

Afin de détecter une remontée de la nappe phréatique ou une infiltration d'eau dans l'installation, et de limiter les conséquences, un système de pompage permet d'évacuer au réseau d'eaux pluviales, l'eau accumulée dans les 4 puisards répartis dans la galerie GA1. Chacun d'eux est équipé d'une pompe de relevage démarrant automatiquement par flotteur. Un détecteur d'inondation au niveau du puisard le plus haut est relié au réseau de téléalarme du Centre. Sur déclenchement de l'alarme, la FLS intervient pour évacuer les eaux montantes à l'aide de pompes mobiles. En outre, afin de protéger le magasin des matières fissiles, cinq détecteurs de présence d'eau sont implantés dans le magasin lui-même, un dans chacune des cellules. Ces informations sont traitées par le réseau de téléalarme et transmises au PC sécurité du Centre.

Conformité de l'installation au référentiel actuel

La conformité de l'installation repose sur la réalisation périodique du contrôle et curage éventuel du réseau d'eau pluviale et des grilles ou chambres de visite associées, et du réseau de collecte des eaux de ruissellement par caniveaux et des désableurs associés.

Par ailleurs, dans le cadre des suites du réexamen de sûreté de l'installation, une réévaluation de l'analyse du risque d'inondation externe, basée sur un relevé in situ du réseau d'eau pluviale et des caniveaux drainants, est en cours. Les éventuels travaux et aménagements nécessaires pour garantir la collecte et l'évacuation des eaux de pluie correspondant à la pluie de dimensionnement seront effectués pour garantir la conformité de l'installation vis-à-vis du risque d'inondation externe.

Évaluation des marges de sûreté

Le CEA ne considère pas de scénario majoré par rapport à une inondation par la Durance (crue et/ ou rupture de barrage). Le risque d'inondation de l'installation Masurca par débordement du Ravin de la Bête est écarté par le CEA. L'exploitant présente des risques de débordements du réseau d'évacuation des eaux pluviales en cas de pluies dépassant les pluies de dimensionnement. Le CEA considère que les écoulements pluviaux non repris par le réseau d'évacuation n'impacteraient pas les bâtiments de l'installation, du fait de la faible surface du bassin versant amont, et de fortes pentes en aval de l'installation favorisant ces écoulements vers le Ravin de la Bête. Cependant, l'aire de manœuvre des camions, localisée au Nord du BSM, devant le hall de livraison présente une pente d'écoulement en direction du BSM.

En ce qui concerne les effets d'une remontée progressive de la nappe phréatique au-delà des cotes retenues dans le dimensionnement de l'installation, l'exploitant valorise les dispositions de protection qui permettent d'évacuer, comme pour les pluies, les écoulements vers le Ravin de la Bête, ou les marges disponibles avant d'atteindre les points bas des bâtiments sensibles. Typiquement, pour ce qui concerne le BSM, la cote de 317 m NGF est à comparer à la cote de 321,6 m NGF du point bas de l'entrepôt des matières nucléaires, ce qui constitue une marge supplémentaire de remontée de nappe de près de 5 m et correspond à une remontée de période de retour de plus de 50 000 ans. De plus, en cas de remontée

au-delà de la cote du niveau de la dalle du sous-sol du BSM (321,3 m NGF), la configuration topographique de l'installation et autour de l'installation est favorable à une défense passive. En effet, le « sous-sol » de l'INB débouche de plain pied vers l'extérieur via la porte du hall de livraison. Moyennant une légère reprise de la pente de la zone de manœuvre des camions, une évacuation gravitaire vers le Ravin de la Bête se fera naturellement dès 321 m environ. Moyennant l'ouverture des portes permettant l'évacuation de l'eau et compte tenu de la géométrie des entreposages, l'eau ne pourrait atteindre les matières fissiles dont le point bas est disposé 25 cm plus haut que les surbaux (de hauteur 5 cm) des portes d'accès à la salle de chargement.

Dispositions pour améliorer la sûreté de l'installation et avis de l'ASN

Outre les propositions et engagements associés au risque d'inondation, notamment l'inversion de la forme de pente de l'aire de manœuvre des camions et son aménagement en forme de diamant, le CEA propose de réaliser une mise à niveau des systèmes de collecte et d'évacuation des eaux de pluie si cela s'avérait nécessaire à l'issue de la réévaluation du risque d'inondation externe en cours de réalisation sur la base de relevés sur site réalisés en juillet et août 2011, et de l'aléa « inondation » dimensionnant.

Pour Masurca, l'ASN considère que les propositions d'amélioration formulées par l'exploitant pour renforcer la robustesse de l'installation vis-à-vis des risques d'inondation doivent être mises en œuvre. Elle sera amenée à leur donner le statut de demandes formelles de sa part.

4. Autres phénomènes naturels extrêmes

4.1. Dimensionnement des installations

Le dimensionnement des ouvrages des installations est réalisé suivant les règles Neige et Vent 65 pour les plus anciennes et les versions modificatives en vigueur au moment de leur conception. Lors de chaque réexamen périodique de sûreté, les exploitants vérifient que la tenue des bâtiments importants pour la sûreté (EIS) et des bâtiments abritant des systèmes ou matériels EIS est assurée pour des conditions climatiques définies selon les dernières règles en vigueur.

4.2. Réacteurs expérimentaux

4.2.1 Réacteurs exploités par le CEA (Osiris, RJH, Phénix)

Osiris

En complément de l'analyse du risque d'inondation précédemment présenté, le CEA a évalué le risque de bouchage localisé du réseau d'évacuation d'eau, qui serait induit par des débris portés par un vent violent ou de la grêle associés à un événement pluvieux. Le CEA estime que le risque de bouchage lié au vent est très limité du fait de la configuration du site et des avaloirs et que le risque d'inondation dû à la grêle est couvert par les risques d'inondation liés à des pluies supérieures aux pluies centennales ou à une rupture d'infrastructures environnantes.

D'autre part, le CEA a indiqué dans son rapport ECS que la grêle associée à des vents violents pourrait être à l'origine d'une dégradation des pales des aéroréfrigérants, ce qui nécessiterait l'arrêt manuel du réacteur sur constatation du manque d'efficacité du circuit secondaire. Aussi, vis-à-vis des phénomènes naturels, le CEA propose de mettre en place une consigne demandant l'arrêt des aéroréfrigérants et donc du réacteur, en cas d'événements météorologiques extrêmes de type grêle, induisant une perte d'efficacité du circuit secondaire, et au plus tard avant l'atteinte des seuils de sûreté des sondes de température d'entrée cœur.

Concernant le risque de cumul d'un séisme dépassant le séisme de dimensionnement et d'une inondation induite, le CEA considère que, dans le cas d'un séisme de niveau supérieur à 1,5 fois le niveau du séisme forfaitaire applicable à Saclay, des inondations localisées pourraient survenir, notamment compte tenu de la rupture du château d'eau du site de Saclay, des aéroréfrigérants des INB 40 et 101 (INB la plus proche) et d'une tuyauterie d'eau provenant du Centre.

Compte tenu des volumes d'eau mis en jeu (3 000 m³) et du débit de la tuyauterie d'eau provenant du Centre (150 m³/h), le CEA a considéré qu'aucune conséquence n'est attendue sur l'installation. A titre de comparaison, le volume d'eau nécessaire pour noyer les premiers équipements importants pour la sûreté, à savoir la ventilation nucléaire et les armoires électriques situées au niveau -4 m de l'installation, est supérieur à 5 000 m³. Le CEA rappelle que dans ce cas la ventilation de sauvegarde resterait disponible pour maintenir le bâtiment réacteur en dépression.

Dans le cadre des évaluations complémentaires de sûreté, le CEA a néanmoins proposé la mise en œuvre des actions suivantes :

- Secourir par le GUS le ventilateur de la ventilation de sauvegarde placé à 2 m de hauteur et les équipements permettant de configurer la ventilation sur le hall pile Osiris, afin de filtrer les rejets de la ventilation ;
- Secourir par le GUS les pompes de relevage du vide annulaire ;
- Secourir la pompe de la couche chaude pour assurer une protection biologique dans le hall ;
- Fermer la galerie technique assurant la liaison entre le local épuration à - 4 m galerie couronne et les aéroréfrigérants pour éviter toute entrée d'eau liée à une rupture de bassins ;
- Etendre l'utilisation de murets autour de tous les passages donnant accès au niveau - 4 m à partir du niveau 0 m.

L'analyse menée par le CEA quant à l'impact qu'auraient des conditions météorologiques extrêmes sur l'installation Osiris n'appelle pas de remarque particulière de la part de l'ASN.

RJH

Le CEA a évalué le risque de bouchage localisé du réseau d'évacuation, induit par des débris portés par un vent violent ou de la grêle, associés à un événement pluvieux. Les dispositions mises en place vis-à-vis d'un tel événement sont celles décrites en partie 4. Le CEA conclut que ces événements ne peuvent conduire à un effet falaise La foudre a également été considérée par le CEA qui considère que ses conséquences seraient sans incidence sur la gestion de l'inondation externe dans la mesure où la mise en œuvre de moyens actifs n'est pas nécessaire à court terme. Il ajoute que la détermination de la protection du RJH contre la foudre est réalisée en prenant en compte la norme applicable NF EN 62305-2.

Le CEA a évalué dans le cadre de l'étude des phénomènes naturels extrêmes le risque d'inondation lié à des ruptures des barrages de Sainte-Croix et d'Esparron/ Gréoux, situés sur le Verdon, à moins de 30 km du site de Cadarache. En considérant des ruptures indépendantes des barrages, il a calculé des cotes maximales au droit du site qui sont inférieures à la cote atteinte avec la rupture du barrage de Serre-Poncon et a écarté en conséquence le risque d'inondation induit par une rupture de barrage sur le Verdon. Le CEA a étudié par ailleurs le risque d'inondation liée à une rupture sur le canal de Provence, situé à proximité du site. L'effacement de la prise d'eau enterrée, appelée « puits du médecin », est la rupture la plus pénalisante. Les niveaux d'eau induits ont été calculés le long de l'axe du vallon de la Bête jusqu'au site. Le CEA a conclu à l'absence de risque inondation pour le RJH.

Dispositions pour améliorer la sûreté de l'installation et avis de l'ASN

Le CEA envisage d'adapter les voiries et réseaux divers (VRD) de manière à améliorer l'évacuation de l'eau. Il envisage également de déplacer le diesel de disponibilité hors de la zone de ruissellement.

L'ASN considère que les propositions formulées par l'exploitant sont de nature à améliorer la robustesse de l'installation, en particulier, l'implantation du diesel de disponibilité hors zone de ruissellement éventuelle en cas d'inondation dans le bâtiment des réfrigérants. Elle sera amenée à en faire formellement la demande au CEA.

Par ailleurs, l'ASN note que l'adaptation des voiries et réseaux divers sera examinée dans le cadre de l'évaluation complémentaire de sûreté du site de Cadarache dont l'échéance de remise est le 15 septembre 2012.

Phénix

Le CEA a évalué le risque de bouchage localisé du réseau d'évacuation, qui serait induit par des débris portés par un vent violent ou de la grêle, associés à un événement pluvieux. Le CEA estime que le risque de bouchage lié au vent est très limité du fait de la configuration du site, mais identifie des risques d'inondation provoquée par la grêle cumulée à des pluies exceptionnelles, via des ruptures de descentes d'eau pluviale internes aux bâtiments et des infiltrations à la suite de la formation d'une lame d'eau sur le sol. L'exploitant considère que les risques d'inondation des bâtiments seraient similaires à ceux induits par une crue, avec toutefois des débits d'eau bien inférieurs.

Cumul séisme dépassant le séisme de dimensionnement et inondation induite

Le CEA estime que les ruptures des retenues de Donzère et de Bollène sur le Rhône, bien que plus proches du site que le barrage de Vouglans, conduiraient à des niveaux d'eau bien inférieurs à la CMS au vu de leurs capacités significativement plus faibles et du scénario retenu pour la CMS. Le risque d'inondation de Phénix par rupture de ces barrages est donc écarté par l'exploitant.

Le CEA étudie le risque de fuite du château d'eau (réservoir semi-enterré de 1300 m³) situé à environ 200 m à l'ouest de l'installation, sur les flancs de la Dent de Marcoule. En considérant que 50% du volume de la retenue se déverse entièrement au niveau +0,00 m du bâtiment des Générateurs de Vapeur, puis dans ses sous-sols avant d'être refoulé à l'extérieur, le CEA estime que des lames d'eau maximales de 75 cm et 45 cm peuvent se former au rez-de-chaussée et au sous-sol. Dans ce cas, le fonctionnement pendant une heure des deux pompes d'eau brute, alimentant le château d'eau, conduirait à atteindre dans le bâtiment des annexes la cote des traversées avec les bâtiments réacteur, de manutentions et GV. Le CEA estime que cette durée est suffisante pour permettre la détection de la fuite et l'arrêt des pompes.

Néanmoins, il envisage de mettre en place une consigne d'arrêt des pompes d'eau brute à la suite d'un séisme. Si la rupture a lieu dans la galerie hors des bâtiments, la pression pourrait soulever une plaque de fermeture de regard située à l'entrée du hall du bâtiment GV. Aussi, le CEA envisage de modifier cette plaque afin de garantir sa fermeture.

En ce qui concerne le bassin Pascal (2 500 m³), l'exploitant considère que d'éventuelles fuites s'écouleraient préférentiellement vers le sud sans significativement avoir d'impact sur le site.

Le CEA présente par ailleurs des scénarios enveloppe de rupture de la totalité des circuits d'eau à l'intérieur des bâtiments Réacteur et des Manutentions, conduisant respectivement à des lames d'eau maximales de 5 cm et 10 cm. Deux cas de ruptures de tuyauteries ont également été étudiés pour les bâtiments périphériques, sur la liaison avec le château d'eau et sur la liaison avec le Rhône. L'exploitant conclut à une absence d'effet falaise quant à l'inondation des bâtiments.

Dans ce cadre, le CEA a proposé dans son évaluation complémentaire de sûreté les actions d'améliorations suivantes :

- Etudier la création d'une voie préférentielle d'écoulement de l'eau dans le bâtiment réacteur vers les alvéoles du radier, en évitant le contact avec les équipements sodium ;
- Etancher une trémie donnant accès à un réservoir sodium situé en point bas du bâtiment réacteur ;
- Mettre en place une consigne d'arrêt des pompes d'eau brute à la suite d'un séisme.

Pour Phénix, l'ASN considère que les propositions formulées par l'exploitant pour améliorer la robustesse de son installation vis-à-vis des risques présentés par d'autres phénomènes extrêmes (phénomènes météorologiques et cumul d'un séisme et d'une inondation) sont acceptables. Elle pourra être amenée à leur donner le statut de demandes formelles de sa part (certaines sont déjà visées par l'aspect inondation).

4.2.2. Réacteur exploité par l'ILL

L'inondation la plus pénalisante étant due à la rupture du barrage du Monteynard, elle est totalement indépendante et insensible à des conditions météorologiques même extrêmes.

Ce paragraphe est donc sans objet pour le RHF, une fois prise en compte et retenue pour le dimensionnement, l'inondation consécutive à la rupture du barrage le plus pénalisant, le Monteynard (cf. partie « inondation »).

4.3. Installations du cycle du combustible nucléaire (La Hague, Tricastin, Mélox, FBFC)

4.3.1 Site du Tricastin

A l'exception de Comurhex, toutes les installations du site du Tricastin ont été dimensionnées selon les règles NV 65.

Selon l'exploitant, concernant la chute de neige, les vents violents et les températures extrêmes, aucun de ces événements ne conduirait à un accident plus grave que ceux évoqués précédemment. De plus, la cinétique de ces événements serait suffisamment lente pour permettre la mise en sécurité des installations.

De plus, AREVA s'est engagé, pour le 1^{er} trimestre 2013, à prendre en compte dans l'analyse des phénomènes météorologiques extrêmes les conséquences de vitesse de vent exceptionnelle définie sur la base du retour d'expérience local, en évaluant l'ensemble des effets associés (dépression, tenue des cheminées, ...) et l'impact des éventuels projectiles induits sur les SSC clés.

TU5 W

Le risque lié aux tornades ou vents très violents repose sur d'éventuels effets « missiles » susceptibles d'endommager des structures sensibles, pouvant induire un risque d'explosion. Il s'agit du parc hydrogène de l'installation W et des racks associés, qui, compte tenu de son implantation, peut être à l'origine de deux types d'accidents :

- fuite d'hydrogène, suivie d'une explosion différée du nuage formé ;
- fuite d'hydrogène avec production d'un jet enflammé et de l'échauffement d'une citerne de gaz, située à proximité, suivie de son éclatement.

L'exploitant estime qu'aucun de ces deux scénarios n'est susceptible de générer un accident grave et, par conséquent, n'envisage pas la mise en place de mesure complémentaire.

Pour le site du Tricastin, l'ASN considère que, tenant compte de l'engagement d'AREVA d'étudier les effets des vents violents, la démarche adoptée par l'exploitant est satisfaisante. Au vu des résultats de l'étude précitée, elle pourra être amenée à demander à l'exploitant des renforcements ciblés.

4.3.2. Site de La Hague

Pour les risques liés au vent et à la neige, l'exploitant indique dans son évaluation complémentaire de sûreté que les installations ont été dimensionnées aux charges induites par la neige et le vent en considérant des valeurs estimées enveloppes.

Par ailleurs, il considère que les projectiles engendrés par une tornade ne seraient pas susceptibles d'endommager les ouvrages en béton armé abritant des fonctions importantes pour la sûreté, ceux-ci étant notamment dimensionnés pour résister à un projectile de type moteur d'avion de tourisme. De plus, il indique que les cheminées ainsi que leurs ancrages sont dimensionnées pour résister aux vents extrêmes.

Pour les installations de La Hague, l'ASN considère que l'exploitant devra compléter, sur la base du retour d'expérience, son analyse des phénomènes météorologiques extrêmes en tenant compte d'une tornade et en évaluant l'ensemble des effets associés (dépression, tenue des cheminées, impact des éventuels projectiles induits sur les structures métalliques et les utilités situées à l'extérieur...). Elle sera amenée à formuler des demandes sur ce point.

4.3.3. Autres installations du cycle du combustible (Mélox, FBFC)

Mélox

Des vents de niveau supérieur aux vents de dimensionnement et des tornades ont été considérés dans le cadre de l'évaluation complémentaire de sûreté. Des vents extrêmes peuvent provoquer la chute des cheminées, ce qui n'aurait pas d'impact sur la troisième barrière de confinement (dimensionnée à l'impact d'un moteur d'avion de tourisme), mais ce qui conduirait à la perte du contrôle des rejets. Par jugement d'ingénieur, l'exploitant estime qu'une tornade progresserait le long du Rhône et épargnerait les bâtiments de Mélox.

Pour Mélox, l'ASN n'a pas de remarque particulière sur l'analyse menée par l'exploitant sur ce point.

FBFC

Excepté le risque d'inondation par des pluies, l'exploitant a considéré qu'aucun aléa climatologique pouvant générer une situation accidentelle n'était à retenir.

Pour FBFC, l'ASN n'a pas de remarque particulière sur l'analyse menée par l'exploitant sur ce point.

4.4. Autres installations (ATPu et Masurca)

4.4.1 ATPu

Compte tenu des dispositions prises à la conception (application des règles neige et vents en vigueur à la date de construction, protection contre la foudre) et lors de l'exploitation de l'installation (mesures de surveillance et d'intervention en cas d'inondation), l'exploitant considère qu'aucun effet falaise lié à des conditions météorologiques extrêmes n'est à redouter.

Pour l'ATPu, l'ASN n'a pas de remarque particulière sur l'analyse menée par l'exploitant sur ce point.

4.4.2 Masurca

Le CEA a évalué le risque de bouchage localisé du réseau d'évacuation, qui serait induit par des débris portés par un vent violent ou de la grêle, associés à un événement pluvieux. La foudre a également été considérée par le CEA qui a valorisé une cage maillée sur le toit et les murs extérieurs du BSM ainsi qu'un système de protection contre les surtensions sur le réseau électrique. Le CEA conclut que les conditions météorologiques extrêmes liées à l'inondation ne présentent pas de risque d'effet falaise.

Pour Masurca, compte tenu des dispositions prévues pour renforcer la robustesse de l'installation à l'inondation, l'ASN n'a pas de remarque particulière sur ce complément d'analyse.

5. Perte des alimentations électriques et perte des systèmes de refroidissement

5.1 Réacteurs expérimentaux

5.1.1 Réacteurs du CEA (Osiris, RJH, Phénix)

Osiris

Perte des alimentations électriques externes

En cas de perte du réseau électrique externe, deux groupes électrogènes sont mis en service automatiquement et assurent l'alimentation électrique du réacteur Osiris.

Perte des alimentations électriques externes et des alimentations de secours conventionnelles

La perte d'un groupe électrogène provoquerait :

- l'arrêt des pompes de refroidissement primaires et donc l'arrêt d'urgence du réacteur Osiris. L'arrêt des pompes primaires conduirait également au bout d'une minute environ à une ouverture passive des clapets de convection naturelle (qui mettrait en communication le circuit primaire avec la piscine) et à l'instauration d'un débit dans le cœur par convection naturelle ;
- la perte du circuit de refroidissement des piscines et canaux. Dans cette situation, des appoints d'eau pour compenser l'évaporation sont possibles via le circuit de remplissage d'eau des piscines et canaux (débit de 30 m³/h) connecté au réseau d'eau de ville, alimenté par le groupe électrogène encore disponible.

En cas de perte des deux groupes électrogènes, un groupe d'ultime secours (GUS) dédié à l'installation est mis en service manuellement. Néanmoins, il n'alimente actuellement aucun système de refroidissement des piscines ou d'appoint d'eau. Ainsi, les délais de dénoyage des éléments combustibles irradiés sont les suivants :

- 255 jours si la piscine du réacteur est en communication avec les canaux d'entreposage (situation nominale) ;
- plus de 230 jours pour le canal 2 si celui-ci est isolé ;
- 43 jours pour la piscine du réacteur Osiris si celle-ci est isolée des canaux d'entreposage au moyen d'un batardeau et en supposant un niveau initial bas dans la piscine du réacteur (situation exceptionnelle de maintenance qui se produit une fois par an).

Le CEA juge ce délai suffisant pour pouvoir déployer des moyens externes d'alimentation électrique ou d'appoint d'eau (le centre de Saclay dispose également de deux groupes électrogènes mobiles).

La surveillance de l'installation est assurée en cas de perte des deux groupes électrogènes par batteries pendant une heure, délai jugé suffisant pour démarrer le GUS qui, outre la surveillance de l'installation, alimente les équipements nécessaires à la gestion du confinement de l'installation.

Perte des alimentations électriques externes et des alimentations de secours conventionnelles ainsi que de toute autre source électrique de secours sur site

En cas de perte du GUS, les batteries seraient disponibles, pour une durée limitée. Les groupes électrogènes mobiles du centre pourraient être acheminés sur l'installation Osiris, avec un délai compris entre une à quatre heures selon le CEA.

En cas de perte des batteries, aucune alimentation électrique n'est disponible sur l'INB. Le CEA précise que l'alimentation des moyens de radioprotection (notamment la mesure d'irradiation permanente dans le BR) n'est plus assurée. Afin d'éviter toute atteinte d'effet falaise, le CEA indique qu'il est nécessaire d'assurer la surveillance du niveau d'eau dans les capacités et de pouvoir effectuer des appoints. Du fait de la cinétique lente du phénomène, la surveillance des niveaux d'eau peut être assurée par des rondiers équipés de détecteurs de radioprotection mobiles.

Dispositions envisagées pour renforcer la robustesse des installations vis-à-vis de la perte des alimentations électriques et études proposées

Le CEA indique que l'étude de la perte des alimentations électriques met en évidence une bonne robustesse de l'installation et de multiples moyens de secours (3 groupes électrogènes sur l'installation et 2 groupes électrogènes sur le centre de Saclay).

Toutefois, le CEA a proposé dans son évaluation complémentaire de sûreté les actions d'améliorations suivantes pour renforcer la robustesse de l'installation :

- établir une procédure de conduite visant à optimiser la gestion des groupes électrogènes en cas de perte prolongée du réseau électrique externe, afin de prolonger l'autonomie des alimentations électriques de secours (limitée actuellement à 35 heures), et notamment préciser qu'il est nécessaire :
 - d'utiliser en priorité le GUS, moins consommateur que les deux autres diesels ;
 - de maintenir une réserve de gazole et d'huile minimum et de rédiger une procédure formalisant l'appoint en gazole et en huile d'un groupe électrogène en fonctionnement.
- Réaliser une étude de faisabilité pour alimenter la pompe du circuit de remplissage par le GUS ;
- Définir la conduite à tenir en cas de perte prolongée du réseau EDF et des deux groupes de secours principaux alors que le réacteur Osiris est en niveau bas et étudier la faisabilité d'alimenter par le GUS les pompes permettant le transfert de la bêche de vidange vers la piscine Osiris ;
- Raccorder la pompe du circuit de remplissage d'eau des piscines et canaux ainsi que la pompe de la couche chaude (pour renforcer la protection biologique dans le hall Osiris) au réseau électrique alimenté par le GUS ;
- Etudier la possibilité d'alimenter au moins un ventilateur de la ventilation de sauvegarde par le GUS ou une autre source électrique mobile, afin de garantir en permanence la filtration des éventuels rejets de la ventilation.

Dispositions envisagées pour renforcer la robustesse des installations vis-à-vis de la perte du système de refroidissement ultime / de la source froide

Concernant la perte des sources de réfrigération principales (circuit primaire cœur pour Osiris), le CEA a considéré une situation initiale défavorable qui consiste à débiter le transitoire avec la piscine Osiris en niveau bas. Le délai accordé pour apporter de l'eau, si possible déminéralisée, est de l'ordre du mois. Les nombreuses possibilités de réaliser des appoints d'eau dans les capacités conduisent le CEA à ne pas prévoir de dispositions complémentaires à ce stade.

S'agissant du risque de perte des systèmes de refroidissement principal et de secours, le CEA indique que la seule situation initiale défavorable dans ce cas est également une situation de niveau bas dans la piscine Osiris au début du transitoire. Il indique que tant que les alimentations électriques sont disponibles, il est possible de récupérer 130 m³ d'eau de la bêche de vidange vers la piscine.

L'exploitant souligne que l'installation Osiris contient une importante quantité d'eau dans les piscines et canaux (environ 2000 m³), ce qui permet de disposer de délais confortables (plus de 40 jours) pour pouvoir déployer des moyens externes d'appoint d'eau. En outre, même en cas de perte d'étanchéité du bouchon séparant la piscine de la salle des mécanismes appartenant au bloc-eau, le délai avant d'atteindre le dénoyage du cœur dépasse 16 jours. Ce délai reste suffisant pour pouvoir déployer les moyens externes d'appoint d'eau nécessaires.

Il est précisé que des appoints d'eau pourraient être réalisés depuis le poste de repli situé à 300 mètres de l'installation au moyen du circuit d'appoint d'eau de secours (débit de 90 m³/h) connecté au réseau d'eau de ville. En cas d'indisponibilité des circuits d'appoint d'eau (normal et de secours), qui ne sont pas dimensionnés au séisme, une intervention sur place de la FLS sera nécessaire pour disposer un tuyau dans la piscine ou le canal concerné. Les moyens d'intervention de la FLS sont principalement :

- le réseau incendie du centre (débit de 150 m³/h) ;

- des pompes pouvant être raccordées au bassin de réserve, au plan d'eau de Villiers ou aux étangs de Saclay (débit de 120 m³/ h).

Dans ce cadre, le CEA envisage les améliorations suivantes:

- étudier une modification permettant d'inhiber le système d'arrêt automatique de montée des ponts. En effet, en cas de baisse du niveau dans les piscines et canaux, il pourrait être nécessaire de mettre en place les batardeaux dans une ambiance radiologique dépassant les seuils activant l'arrêt automatique de montée des ponts. Le CEA indique que la FLS pourra éventuellement réaliser les appoints d'eau nécessaires à l'aide d'un robot télécommandé.
- constituer un stock de sacs de sable qui pourraient être utilisés pour obstruer une fissure survenant au fond d'une piscine ou d'un canal.

Perte du système de refroidissement principal, cumulée avec la perte totale des alimentations électriques externes et de secours

La perte des alimentations électriques externes et internes de secours prive l'installation de pompes utilisées pour faire les mouvements d'eau, notamment la pompe de la bache de vidange et la pompe du circuit de remplissage. Par contre, le circuit d'appoint d'eau de secours devrait être disponible, de même que les moyens de secours mobiles du centre. Compte tenu de son analyse, le CEA indique que le dénoyage du cœur interviendrait au bout de 43 jours. Le CEA juge ce délai suffisant pour déployer les moyens externes d'appoints d'eau.

Au-delà des améliorations déjà présentées ci-dessus, l'exploitant envisage toutefois les actions d'améliorations suivantes :

- Mener une réflexion pour compléter la procédure décrivant la conduite à tenir en cas de baisse du niveau d'eau de la piscine afin de considérer le cas pénalisant du cumul des aléas (perte totale d'alimentation électrique, impossibilité de réaliser des appoints d'eau, fuite dans plusieurs pièces du bloc eau simultanément). En particulier, si le cumul de la perte de l'étanchéité d'un canal et de la perte des fournitures électriques est considéré, la manutention des batardeaux permettant d'isoler la brèche doit être effectuée à l'aide d'un pont alimenté par un groupe électrogène normal (branchement électrique manuel) ou par un groupe électrogène mobile de secours, complémentaire du GUS actuel ;
- Mettre en place une alimentation électrique secourue de la pompe du circuit de remplissage et de la pompe permettant de transférer l'eau de la bache de vidange vers la piscine (130 m³) par une source électrique mobile permet de maintenir les éléments combustibles sous eau et ainsi de repousser le risque d'effet falaise.
- Secourir l'alimentation électrique du ventilateur de sauvegarde placé à 2 m de hauteur ainsi que les équipements permettant de configurer la ventilation de sauvegarde, pour assurer une filtration sûre des rejets de ventilation.

L'analyse présentée par le CEA suppose qu'en cas de perte d'alimentation électrique et/ ou de source froide :

- l'arrêt d'urgence du réacteur est réalisé ;
- les clapets de convection naturelle s'ouvrent ;
- les piscines et canaux restent étanches ;
- des appoints d'eau sont possibles.

Le CEA a déjà ciblé ces équipements comme des équipements essentiels, ce qui est satisfaisant. Néanmoins, en situation accidentelle, il est nécessaire de disposer d'informations sur l'état du cœur et des piscines. A cet égard, le CEA s'est engagé à évaluer la robustesse de l'instrumentation considérée comme importante pour le suivi de la situation, à savoir :

- la position des organes de convection naturelle ;
- la température sortie cœur ou la température de la piscine réacteur ;
- le niveau de la piscine réacteur.

Pour Osiris, l'ASN considère que les propositions d'actions d'améliorations présentées par le CEA sont de nature à renforcer la robustesse de l'installation en cas de perte des alimentations électriques et des systèmes de refroidissement.

Par ailleurs, l'ASN considère que la révision de la procédure décrivant la conduite à tenir en cas de baisse du niveau d'eau de la piscine du réacteur Osiris, est nécessaire.

Conformément à la demande de l'ASN, le CEA transmettra, avant la fin de l'année 2011, un document présentant les dispositions qu'il compte mettre en œuvre en vue de l'arrêt du réacteur au plus tard, au 31 décembre 2015. L'ASN procédera à son analyse et formulera les demandes nécessaires le cas échéant.

RJH

Perte des alimentations électriques

Le RJH reçoit l'énergie électrique depuis le réseau du centre CEA Cadarache via deux postes de livraison (PDL A et B).

En cas de perte du réseau 15kV normal, les réseaux suivants sont automatiquement sollicités :

- Le diesel de disponibilité (DS) alimente en secours une partie du réseau prioritaire (MEPA) ;
- Les 2 diesels de sauvegarde DAS alimentent chacun une voie (voies A et B) du réseau de sauvegarde (MEQ) ;
- Les 2 sources d'ultime secours SUS A et B constitués d'onduleurs et de batteries, alimentent chacune une voie du réseau de sauvegarde (MEU).

En cas de perte de l'alimentation externe, le réseau de sauvegarde (MEQ), dimensionné au SDD du RJH présenté en partie 2 du présent rapport (tous les équipements constituant ce réseau doivent être opérationnels pendant et après séisme), est sollicité automatiquement. Il est constitué de deux voies séparées géographiquement et assurant une redondance des actions nécessaires pour mettre et maintenir en état sûr le réacteur et les dispositifs expérimentaux. Chaque voie est alimentée par un diesel alternateur de sauvegarde (DAS) d'une autonomie évaluée à 4 jours.

En cas de perte de l'alimentation électrique de sauvegarde, l'installation dispose d'un réseau d'ultime secours (MEU), dimensionné au SDD (tous les équipements constituant ce réseau doivent être opérationnels pendant et après séisme), qui alimente notamment pendant au moins 2 heures les équipements assurant l'évacuation de la puissance résiduelle du cœur à court terme (RUC, RUP, pompe de brassage, vannes de convection naturelle), ainsi que leurs fonctions support (ventilation, éclairage...). Il est constitué de deux voies (A et B) alimentées chacune par un système batteries/ onduleurs (SUS A et B). Néanmoins, ces deux voies n'assurent pas une redondance fonctionnelle complète, en particulier, les vannes de convection naturelle sont alimentées par la voie A uniquement et la pompe de brassage par la voie B uniquement. Par ailleurs, le contrôle-commande de sauvegarde dispose de sa propre alimentation interne d'une autonomie minimale de 6 heures.

En outre, chaque diesel de sauvegarde peut être suppléé par un groupe électrogène mobile, via des raccords externes aux bâtiments les abritant, disponible en moins de 8 heures, voire en moins de 4 heures s'il s'agit d'un moyen interne au Centre de Cadarache.

Dispositions envisagées pour renforcer la robustesse des installations vis-à-vis de la perte des alimentations électriques

Le CEA envisage des modifications de conception visant à renforcer la disponibilité des alimentations électriques de sauvegarde, consistant par exemple à :

- Utiliser le Diesel de Disponibilité (DS) pour remplacer l'un des deux Diesels Alternateur de Sauvegarde (DAS). Dans ce cadre, pour répondre efficacement et rapidement (quelques heures) à la défaillance d'un DAS, il est envisagé de :
 - renforcer le DS en le classant SI/ O (Système Intègre pendant séisme et opérationnel après séisme), pour qu'il puisse aussi alimenter l'une des voies de sauvegarde ;

- déplacer ce DS (renommé Groupe d'Ultime Secours (GUS)) sur une plateforme surélevée pour le protéger d'un éventuel risque d'inondation issu du BMR ;
- Homogénéiser la puissance des SUS. Afin d'augmenter l'autonomie des matériels secourus en voie B, l'exploitant propose d'augmenter la capacité de la SUS voie B d'une autonomie actuelle de 2 heures pour la rendre identique à celle de la voie A qui dispose d'une autonomie totale de 6 heures.

Pour le RJH, l'ASN prend note des améliorations envisagées par l'exploitant afin de renforcer la robustesse de l'installation en cas de perte des alimentations électriques. Elle formulera des demandes à l'exploitant afin de renforcer la disponibilité des sources électriques de sauvegarde.

Perte des systèmes de refroidissement / de la source froide

En cas de température élevée en entrée cœur, les pompes primaires sont arrêtées, l'arrêt d'urgence est déclenché et les circuits de refroidissement de sauvegarde, redondants et dimensionnés au séisme, sont démarrés. Ils sont composés des circuits RUC (A et B), en dérivation du circuit primaire principal (RPP) et refroidis par les circuits RUP (A et B). Les circuits RUP (A et B), qui fonctionnent en circuit fermé sur la piscine, sont refroidis par les circuits RUS (A et B) eux-mêmes refroidis par deux aéroréfrigérants implantés au niveau des bâtiments de sauvegarde BAS (A et B).

Les deux aéroréfrigérants de secours, implantés de part et d'autre de l'unité nucléaire, disposent d'une réserve propre d'eau de 30 m³ ; à l'issue de la consommation de cette réserve d'eau, le faible niveau de puissance restant à évacuer (moins de 700 kW) permet de passer l'aéroréfrigérant en fonctionnement à sec.

L'ordre de démarrage du circuit de réfrigération de sauvegarde du cœur (RUC) et du circuit de réfrigération de sauvegarde des piscines (piscine réacteur et piscine intermédiaire) du bâtiment réacteur (RUP) s'accompagne de l'ordre de démarrage de la pompe de brassage du circuit primaire. Cette pompe permet d'assurer temporairement un refroidissement suffisant dans le cas d'un non-démarrage des deux voies du circuit RUC. Pour pouvoir transférer la puissance résiduelle du circuit cœur vers la piscine réacteur, l'exploitant indique qu'il est prévu de procéder, au bout de 20 mn, à une ouverture des deux vannes de convection naturelle placées en amont et en aval cœur, puis à un arrêt ultérieur de la pompe de brassage.

Après une durée d'1 heure et 20 minutes suivant l'arrêt du réacteur, les vannes de convection naturelle suffisent d'après l'exploitant pour assurer le refroidissement du cœur.

Dans le cas ultime où les moyens précités ne seraient pas suffisants pour assurer le refroidissement du cœur, l'installation dispose de circuits de réalimentation en eau des piscines, dont un circuit ultime permettant une réalimentation des piscines du BUR depuis l'extérieur des bâtiments nucléaires, par moyen mobile externe et raccord pompier (circuit d'écumage de purge, d'appoint et de remplissage des piscines du BUR, circuit REW). Il convient de noter que les piscines du BAN n'ont pas de circuit ultime équivalent mais le CEA considère cette situation non préjudiciable : compte tenu de la durée de refroidissement des combustibles entreposés, la puissance résiduelle totale des combustibles est inférieure ou égale à 80 kW. Il propose toutefois une amélioration en ce sens).

Conclusion sur les dispositions prévues pour protéger les installations contre le risque de perte du système de refroidissement ultime / de la source froide

Le CEA conclut dans son rapport d'évaluation complémentaire de sûreté que la perte de la source froide est traitée par conception. Sa gestion s'appuie sur des moyens de sauvegarde redondants, autonomes et dimensionnés au séisme.

Pour faire face à une perte des moyens de sauvegarde, le CEA conclut que des améliorations peuvent être apportées pour faciliter le refroidissement par des moyens de secours externes.

Dispositions envisagées pour renforcer la robustesse des installations vis-à-vis de la perte du système de refroidissement ultime / de la source froide

Afin de faire face à des situations ultimes, le CEA envisage :

- de créer 2 piquages sur les circuits de réfrigération de sauvegarde secondaire du cœur et des piscines du bâtiment réacteur (RUS). Ces piquages permettront à des moyens externes (camion citernes équipés d'une pompe autonome) d'alimenter en eau froide le circuit RUS sans utiliser la pompe et l'aéroréfrigérant du circuit ;
- par ailleurs, il est envisagé d'étendre les capacités du circuit REW à la réalimentation des piscines du BUA.

Pour le RJH, l'ASN prend note des améliorations proposées par l'exploitant afin de renforcer la robustesse de l'installation en cas de perte de la source froide. Elle prendra des prescriptions afin de demander à l'exploitant de créer des piquages qui permettent l'alimentation par des moyens internes et de prendre les mesures pour disposer d'une capacité d'eau interne.

Perte simultanée des systèmes de refroidissement et des alimentations électriques

En cas de perte simultanée des systèmes de refroidissement du cœur (normal et de sauvegarde) et des alimentations électriques externes et de sauvegarde, la pompe de brassage alimentée par la batterie d'ultime Secours SUS B permet d'assurer une convection forcée dans le cœur pendant le délai (moins de 2 heures) nécessaire pour que le niveau de puissance résiduelle du cœur soit compatible avec le passage en convection naturelle réalisé en ouvrant les deux vannes de convection naturelle situées en amont et en aval du cœur.

Sans appoint d'eau réalisé via le circuit d'écrouissage, de remplissage et d'appoint d'eau des piscines du BUR (circuit REW) alimenté depuis l'extérieur du bâtiment des annexes nucléaires (raccord et moyen « pompier ») tel que celui envisagé par le CEA, l'évaporation de l'eau de la piscine conduit aux délais suivants de dénoyage des éléments combustible:

- 35 jours après l'arrêt du réacteur ayant fonctionné à puissance maximale,
- 18 jours en situation exceptionnelle de maintenance (5 jours après l'arrêt du réacteur ayant fonctionné à puissance maximale, niveau de la piscine autorisé à -4,5 m),
- plusieurs mois dans le cas des piscines d'entreposage du bâtiment des annexes nucléaires.

Dispositions envisagées pour renforcer la robustesse des installations vis-à-vis de la perte du système de refroidissement principal, cumulée avec la perte totale des alimentations électriques externes et de secours

En plus des dispositions envisagées par le CEA à la suite de l'étude de la perte des alimentations électriques d'une part, puis de l'étude de la perte des systèmes de refroidissement d'autre part, le CEA propose d'entreposer en permanence un volume d'eau dans l'une des capacités de vidange des piscines de l'Unité Nucléaire (ces capacités se situent dans le bâtiment des annexes nucléaires, BUA) pour assurer l'appoint d'eau des piscines du BUA par le système d'appoint d'eau aux piscines du bloc-eau, disposé sur le réseau électrique de sauvegarde, après réalimentation des tableaux électriques de sauvegarde voie A ou B.

Disposition visant à renforcer la robustesse des installations vis-à-vis du risque sur lesquelles le CEA s'est engagé dans le cadre de l'instruction de l'ECS et études proposées

Dans son rapport ECS, le CEA valorise la fonction d'arrêt d'urgence du réacteur, ainsi que quelques équipements permettant de garantir une évacuation de la puissance résiduelle suffisante pour éviter la fusion du cœur. Ces équipements sont :

- la pompe de brassage et la batterie d'ultime secours SUS B, d'une autonomie de deux heures ;
- les vannes de convection naturelle et la batterie d'ultime secours SUS A, d'une autonomie de six heures.

L'exploitant indique que ces équipements ont été sélectionnés dans la mesure où il estime qu'en assurant le brassage de l'eau primaire pendant 1 heure 20 minutes après l'arrêt du réacteur et qu'en ouvrant les vannes de convection naturelle 20 minutes après l'arrêt du réacteur, le réacteur est maintenu dans un état thermohydraulique permettant d'obtenir des délais conséquents en regard d'un risque de fusion.

Toutefois, aucune étude justificative n'a été transmise dans le cadre de l'instruction de l'évaluation complémentaire de sûreté.

Au cours de l'instruction, le CEA a pris un engagement visant à approfondir la possibilité de définir un «noyau dur prévention des accidents graves» valorisant la pompe de brassage du circuit primaire en comparaison à un noyau dur valorisant les circuits de refroidissement de sauvegarde. Cette démarche s'inscrit dans le cadre de la demande plus générale de définition d'un noyau dur de dispositions matérielles et organisationnelles évoqué ci-dessus.

De plus, concernant la conduite en situation accidentelle, le CEA s'est engagé à évaluer la robustesse de l'instrumentation considérée comme importante pour le suivi de la situation, à savoir la position des organes de convection naturelle (clapets ou vannes), la température sortie cœur et/ ou la température de la piscine réacteur, et le niveau de la piscine réacteur. »

Pour le RJH, l'ASN considère qu'il n'y a pas de demande supplémentaire vis-à-vis des situations cumulées de perte des alimentations électriques et des sources de refroidissement par rapport aux deux situations prises distinctement.

Phénix

Perte des alimentations électriques

Le CEA indique qu'en cas d'accident et dans le cas des aléas précédemment examinés, l'alimentation électrique des systèmes suivants peut permettre de conserver une surveillance de l'état de l'installation

- la chaîne de santé, qui regroupe la surveillance radiologique de l'installation ;
- le système d'acquisition des mesures en situation ultime (SAMU) et sa source d'alimentation électrique.

Perte des alimentations électriques externes

En cas de perte des alimentations électriques externes, à savoir l'alimentation 225 kV et les deux alimentations 20 kV, l'alimentation électrique repose sur deux groupes électrogènes D1 et D2. Chaque diesel permet notamment d'alimenter l'ensemble des auxiliaires nécessaires pour assurer la sauvegarde des matériels et la permanence des sources de contrôle. L'exploitant indique que la durée de fonctionnement est estimée supérieure à 3 jours.

Perte des alimentations électriques externes et des alimentations de secours conventionnelles

En cas de perte des groupes électrogènes D1 et D2, l'alimentation électrique repose sur les groupes électrogènes d'ultime secours DE et DW, qualifiés au séisme.

La durée de fonctionnement est estimée supérieure à 8 jours.

Certains auxiliaires de sécurité sont alimentés par l'intermédiaire de batteries d'accumulation dédiées.

En cas de perte totale des alimentations électriques externes et internes, un ou plusieurs groupes électrogènes extérieurs à l'installation peuvent être approvisionnés et raccordés au niveau des groupes DE et DW.

L'impact d'une perte totale des alimentations électriques (coupure des alimentations normale et ondulée et non démarrage des groupes électrogènes) sur les fonctions de sûreté est présenté ci-dessous.

Evacuation de la puissance résiduelle

Selon le CEA, la perte des moyens actuels d'évacuation de la puissance résiduelle en réacteur, en barillet ou dans les cellules dans lesquelles transitent les assemblages n'a pas de conséquence compte tenu des niveaux de puissance résiduelle actuels.

Confinement des matières radioactives et dangereuses

En cas de perte d'alimentation électrique, les ventilations générales et procédés assurant le confinement dynamique sont arrêtées. Le confinement des matières est alors garanti par les barrières de confinement statique.

Concernant le risque de dégradation de barrières en cas de gel du sodium dans le réacteur et dans le barillet, le CEA indique que les niveaux de températures atteints ne remettent pas en cause à long terme l'intégrité des gaines ni l'intégrité à long terme des structures du bloc réacteur et en particulier des structures de supportage du cœur.

Maîtrise de la réactivité et de la sous-criticité

Selon le CEA, la perte totale des alimentations électriques n'a pas d'impact sur la maîtrise de la réactivité du réacteur, compte tenu de l'arrêt définitif du réacteur (la chute des barres étant de toute façon assurée de manière passive par chute gravitaire en cas de perte d'alimentation électrique).

En outre, le CEA indique que la perte des alimentations électriques n'a pas d'impact sur la géométrie, la modération ni la masse dans les lieux où un risque d'accident de criticité est identifié. Le mode de contrôle des milieux fissiles n'est pas modifié par la perte des alimentations électriques. Les lignes de défense, mises en place pour assurer la sous-criticité des équipements, sont également maintenues en cas de perte de l'alimentation électrique.

Risques spécifiques liés au sodium

Vis-à-vis des risques spécifiques liés au sodium, en cas de perte totale des alimentations électriques, l'ensemble fonctionnel "production et distribution azote" reste opérationnel.

Surveillance de l'installation

Les équipements de radioprotection assurant la surveillance permanente de l'ambiance radiologique des locaux sont raccordés à des jeux de barres secours. Ainsi, en cas de perte des alimentations électriques externe ou de manque de tension généralisé, le CEA indique que leur alimentation électrique reste assurée via les groupes électrogènes DE ou DW. En cas de perte de ces groupes électrogènes, leur alimentation est assurée par batteries pendant 8 heures environ.

Le CEA indique que le Système d'Acquisition des Mesures en situation Ultime (SAMU) permet en outre de disposer en différents endroits de la Centrale d'un nombre suffisant d'informations sur l'état du circuit primaire en particulier à la suite de situations accidentelles ayant entraîné la dégradation de la transmission de ces informations en salle de commande ou la perte de la salle de commande telles que :

- un grand feu sodium dans le bâtiment Réacteur ;
- un séisme ayant entraîné la destruction de la passerelle de liaison réacteur / Bâtiment Contrôle-Bureau ;
- la perte de la salle de commande ;
- la perte du Répartiteur Centrale des Mesures (RCM).

La consultation du SAMU est possible via :

- un ordinateur transportable de consultation en salle de repli,
- trois ordinateurs transportables installés :
 - en salle de commande ;
 - dans un local de crise au Bâtiment-Contrôle-Bureaux ;
 - dans le bâtiment manutention au niveau + 0,0 m.

Le CEA précise que l'unité de traitement, les racks et les châssis de supportage de ces matériels sont résistants en cas de séisme. L'ensemble des liaisons et alimentations du système est réalisé dans des cheminements propres au système SAMU, résistants en cas de séisme.

À partir de chacun des postes de consultation du SAMU, il est possible d'obtenir différentes informations relatives aux mesures « pertinentes » à la suite de l'arrêt du réacteur, en particulier, informations liées à la réactivité du cœur, température du sodium primaire, état du circuit d'ultime secours, etc.

Le SAMU est raccordé à un jeu de barres secouru, alimenté par les diesels d'ultime secours DE ou DW en cas de manque de tension généralisé. Il dispose en outre d'une alimentation autonome sur batteries avec une autonomie de 6 heures.

En conséquence, le CEA considère dans son rapport ECS que la perte totale d'alimentation électrique n'engendre pas d'effet falaise. Cependant, les alimentations électriques jouent un rôle dans la surveillance de l'état de l'installation en situation dégradée (notamment séisme, inondation)

Concernant le risque de perte de source électrique pour l'installation Phénix, les éléments d'analyse fournis par l'exploitant n'appellent pas de remarque particulière de la part de l'ASN. Toutefois, l'ASN considère qu'un complément d'étude devra être apporté pour vérifier que le gel du sodium ne conduit pas à remettre en cause l'intégrité de la cuve du réacteur et du barillet de stockage des assemblages irradiés. Le CEA s'est engagé à conforter l'analyse concluant à l'absence de risque d'effet falaise en cas de gel de sodium contenu dans la cuve principale et dans le barillet.

L'ASN reprendra cet engagement dans une demande formelle.

Perte des systèmes de refroidissement / de la source froide

Compte tenu de l'état de l'installation, qui est en phase de préparation au démantèlement et du niveau de puissance résiduel réduit des assemblages combustibles, l'exploitant n'identifie aucun risque d'effet falaise en cas de perte du refroidissement des équipements ou des sources froides.

Perte cumulée des alimentations électriques et de la source froide

Le CEA considère que la perte des alimentations électriques cumulée à la perte de la source froide ne conduit pas un effet falaise compte tenu de l'état de l'installation.

Concernant le risque de perte de source de refroidissement pour l'installation Phénix, ces conclusions n'appellent pas de commentaire de la part de l'ASN.

5.1.2. Réacteur exploité par l'ILL

Perte des alimentations électriques

Le RHF est alimenté à partir du réseau HTA 20 kV géré par Gaz et Electricité de Grenoble. La perte du réseau électrique 20 kV provoque l'arrêt des deux pompes du circuit primaire principal et celles du circuit de refroidissement principal associé ; l'arrêt des pompes primaires provoque l'arrêt automatique du réacteur. Dans cette situation, deux groupes diesel d'une puissance unitaire de 1800 kVA situés dans le bâtiment ILL 3 démarrent automatiquement. Ces diesels assurent notamment l'alimentation en secours des pompes du CRAB (Circuit de Refroidissement Arrêt Barre), des pompes du circuit de refroidissement associé (auxiliaire secouru) et du système de protection du réacteur (ainsi que l'alimentation du réseau de radioprotection, des ventilateurs de soufflage et d'extraction d'air dans le bâtiment du réacteur et de l'éclairage de sécurité). Les deux diesels ont une autonomie de 40 heures chacun et assurent une redondance complète. Dans le cas où aucun des deux diesels ne se mettrait en service à la suite de la perte du réseau 20 kV, les trois pompes du CRAB seraient alimentées pendant une heure par trois groupes de batteries 400 V/ 50 Hz délivrant chacune une puissance de 50 kVA. A l'issue de ce délai, l'évacuation de la puissance résiduelle s'effectue par convection naturelle.

Le refroidissement par convection naturelle des éléments combustibles dans le canal 2 et dans la hotte de manutention n'est pas affecté par la perte des alimentations électriques.

Conclusion sur les dispositions prévues pour protéger les installations contre le risque de perte des alimentations électriques

L'ILL indique que par conception, le refroidissement du cœur est assuré dès l'arrêt par convection naturelle. Le circuit de refroidissement à l'arrêt (CRA) est cependant alimenté sur batterie avec une heure d'autonomie pour assurer un refroidissement en convection forcée. Il considère que la perte de l'ensemble des alimentations électriques n'a aucun impact sur la maîtrise du refroidissement. L'installation pourrait assurer le refroidissement correct du cœur et des éléments combustibles irradiés (ECI) à la suite de la perte des alimentations électriques externes et des sources d'énergie de premier secours, sans intervention extérieure et sans limite de durée selon l'exploitant. L'installation est peu sensible aux pertes d'alimentation

électrique, sous réserve de l'arrêt du réacteur et de l'ouverture des clapets de convection naturelle qui assurent un refroidissement passif du combustible en pile. Il faut cependant noter que ces équipements ne sont pas retenus formellement comme SSC « clé » par l'ILL.

Dans son rapport, l'ILL indique que l'isolement d'enceinte et son étanchéité sont garantis en cas de perte des sources électriques de premier secours. Toutefois, dans le cas de perte des alimentations électriques et en cas d'aggravant, l'opérabilité du circuit d'effluents gazeux, afin de maintenir le bâtiment réacteur en dépression pour garantir l'absence de fuites directes, n'est pas assurée depuis le PCS. Le confinement serait donc dégradé en raison de la perte du gonflage de l'espace annulaire et de la perte du confinement statique par le circuit des effluents gazeux (EG), sans que cela n'ait d'impact en l'absence d'accident nucléaire selon l'ILL.

Dispositions proposées pour renforcer la robustesse des installations vis-à-vis de la perte des alimentations électriques

Concernant le dernier point relatif à l'opérabilité du circuit d'effluents gazeux afin de maintenir le bâtiment réacteur en dépression, l'exploitant a proposé une modification portant sur le pilotage du circuit EG qui n'est pas entièrement repris par le diesel du PCS. Cette modification est programmée pour le redémarrage du RHF début 2012.

Par ailleurs, l'exploitant propose de rédiger une consigne particulière d'exploitation pour la perte des alimentations électriques externes, afin d'optimiser les procédures en place et d'améliorer les dispositions organisationnelles.

L'exploitant s'est également engagé dans son rapport ECS, conformément à une analyse réalisée antérieurement, à mettre en place un système intermédiaire déclenchant automatiquement la chute des barres sur perte du 20 kV pendant plus de 2 secondes.

Par ailleurs, dans l'attente de la création du nouveau PCS (PCS3, voir la partie « gestion des accidents »), l'ILL prévoit d'installer un nouveau diesel de secours (à un niveau supérieur à 216.2 m NGF - cf. risque inondation) permettant d'alimenter la surveillance du réacteur.

Enfin, il s'est engagé à retenir comme SSC « clé » l'arrêt d'urgence au titre de la prévention du risque d'accident grave en cas de perte des sources d'alimentations électriques.

Pour l'ILL, à l'issue de l'instruction de l'évaluation complémentaire de sûreté, l'ASN considère que les dispositions proposées devront être mises en œuvre. Des demandes en ce sens seront formulées par l'ASN à l'exploitant.

Perte des systèmes de refroidissement / de la source froide

Dispositions prises à la conception pour prévenir la perte du système de refroidissement ultime ou de la source froide

L'eau de refroidissement utilisée pour évacuer la puissance transmise par les échangeurs des circuits eau lourde et eau déminéralisée du réacteur est de l'eau de rivière prélevée dans le Drac, où elle est aussi rejetée après utilisation. La température de l'eau prélevée varie selon la saison de 5 °C à plus de 15 °C. L'eau nécessaire aux besoins du réacteur est acheminée depuis la station de pompage par trois réseaux distincts ayant chacun leurs propres pompes.

En cas de perte totale de la source froide, le réacteur serait arrêté par l'arrêt d'urgence associé à la température de l'eau en entrée du cœur (37°C). Selon les règles d'exploitation, l'équipe de quart actionnerait l'arrêt des pompes primaires principales et laisserait fonctionner les pompes du circuit de refroidissement à l'arrêt (circuit CRA) pendant une heure avant de passer en mode de refroidissement en convection naturelle. Dans ces conditions, la température de l'eau lourde à la sortie de l'élément combustible atteindrait environ 61°C au maximum avant de se stabiliser car la puissance transmise à l'eau de la piscine (440 m³) par les structures du bloc pile et les tuyauteries est alors du même ordre que la puissance résiduelle du cœur.

L'exploitant évalue à 40 cm/ jour la baisse du niveau d'eau dans la piscine. L'ILL a calculé qu'il n'y aurait pas ébullition de l'eau de la piscine. Dans ces conditions, l'ILL disposerait de plus de 15 jours pour rétablir l'inventaire en eau dans la piscine.

Concernant le canal 2 et la hotte de transfert, la baisse de niveau serait inférieure à 40 cm/ jour (pour une puissance des ECI de 400 kW). Une absence d'intervention pendant une durée de 4 ou 5 jours serait sans conséquence pour les éléments combustibles car la hauteur d'eau au-dessus des ECI entreposés est de plus de 6 mètres et le sommet de l'échangeur de la hotte (fonctionnement en convection naturelle) est situé sous plus de 3 mètres d'eau. Toutefois le niveau d'activité au-dessus du canal 2 pourrait augmenter sensiblement. En effectuant la ponte de l'élément combustible, l'ILL disposerait de plus de 15 jours pour rétablir l'inventaire en eau dans le canal 2.

L'ILL indique qu'il dispose du Circuit d'Eau de Secours (CES), dimensionné au séisme (cf. voir partie « séisme »), pour réaliser les appoints d'eau nécessaires en pompant l'eau dans une bache de 120 m³ ou en pompant l'eau dans le local A11 au moyen d'une autre pompe si le niveau d'eau dans ce local est suffisant. La mise en service du CES peut se faire uniquement depuis le PCS. Un appoint d'eau est également possible depuis l'extérieur par l'intermédiaire d'une traversée d'enceinte sismique située à côté de la porte camion, d'une motopompe et d'un circuit souple entre la motopompe et la traversée d'enceinte.

Conclusion sur les dispositions prévues pour protéger les installations contre le risque de perte du système de refroidissement ultime ou de la source froide

L'installation est peu sensible à la perte de la source froide, ce qui permet de considérer acceptable le fait que le RHF ne dispose que d'une source froide. Toutefois, l'ILL s'est engagé à mettre en œuvre les améliorations évoquées ci-dessous.

Dispositions envisagées pour renforcer la robustesse des installations vis-à-vis de la perte du système de refroidissement ultime ou de la source froide

L'exploitant s'est engagé à réaliser les dispositions suivantes :

- mettre en place le circuit de renoyage ultime, CRU, dimensionné au séisme (évoqué dans la partie « séisme »). L'injection de sécurité s'effectuera de manière passive par gravité tant que le niveau d'eau en piscine est suffisant. La réserve d'eau en piscine est suffisamment importante pour garantir le maintien de l'inventaire en eau sur le court terme permettant alors la mise en service du CES ;
- en complément du CRU, mettre en place deux puits dans la nappe phréatique à proximité immédiate du bâtiment réacteur, pour renforcer la robustesse de l'installation vis-à-vis d'un séisme plus élevé que le SMS, ce qui permettra aussi d'être plus robuste dans la gestion du scénario de perte totale des sources froides ; en effet, cela permettra de réinjecter de l'eau extérieure dans la piscine et le canal 2 avec un débit nettement plus important, soit 250 m³/ h par puits et avec une totale redondance. Ce circuit sera conçu de telle sorte qu'il puisse être opérable jusqu'à un niveau de séisme SMS + σ et un niveau d'eau de 216,20 m NGF ;
- mettre en place un système intermédiaire déclenchant automatiquement la chute des barres sur perte de débit secondaire pendant plus de 10 secondes, conformément à une précédente étude proposée par l'ILL ;
- dans le cadre de la prochaine réévaluation de sûreté, consolider la démonstration de la capacité à évacuer la puissance résiduelle dès l'arrêt du réacteur par les seuls clapets de convection naturelle en tenant compte des désordres qui pourraient affecter les volants d'inertie des pompes primaires et les circuits de refroidissement primaire et secondaire pour un séisme de niveau SMS + σ . Dans ce cadre l'ILL examinera la possibilité de réaliser, en complément des simulations numériques, des tests sur le réacteur avec une instrumentation adaptée. Dans le cas où des difficultés de démonstration apparaîtraient, l'ILL examinera l'intérêt de considérer le circuit de refroidissement à l'arrêt (CRA) et son alimentation électrique comme SSC « clé » ;
- retenir comme SSC « clé » l'arrêt d'urgence au titre de la prévention du risque d'accident grave en cas de perte des sources froides.

Pour l'ILL, à l'issue de l'instruction de l'évaluation complémentaire de sûreté, l'ASN considère que les propositions d'améliorations présentées par l'exploitant, visant notamment à mettre en place deux puits prélevant dans la nappe phréatique, à proximité immédiate du bâtiment réacteur, pour renforcer la robustesse de l'installation vis-à-vis de la perte de source froide sont satisfaisantes.

L'ASN reprendra ces propositions par des demandes formelles.

Perte du système de refroidissement principal, cumulée avec la perte totale des alimentations électriques externes et de secours

Pour le RHF, la perte de toutes les alimentations électriques implique nécessairement la perte de la source froide principale, l'ensemble des pompes secondaires n'étant plus alimenté. Ce scénario est donc strictement équivalent aux scénarios décrits précédemment concernant la perte des alimentations électriques et la perte de la source froide.

Le cœur est donc refroidi environ une heure en convection forcée par les pompes CRAB grâce à l'autonomie de leurs batteries.

Ensuite le cœur est refroidi en convection naturelle, la source froide ultime étant la piscine réacteur. Ce refroidissement en totale « autarcie » se prolonge au moins deux semaines.

Ce point n'appelle pas de remarque particulière de la part de l'ASN.

5.2. Installations du cycle du combustible nucléaire (La Hague, Tricastin, Mélox, FBFC)

5.2.1 Site du Tricastin

Perte des alimentations électriques

Si l'alimentation électrique ne constitue pas une fonction de sûreté pour les installations de la plateforme AREVA du Tricastin, sa fiabilité contribue à la sûreté globale des installations.

L'usine Georges Besse I

L'alimentation des installations de l'usine GB I est effectuée à partir de 5 sous-ensembles 225kV indépendants alimentés par le CNPE et RTE. Chaque voie normale est dimensionnée pour pouvoir assurer seule la totalité des besoins des utilisateurs qui peuvent lui être connectés.

Eurodif Production dispose également d'une alimentation permanente par batteries et par onduleur pour l'alimentation des postes de conduite (autonomie 1h), des armoires du réseau sécurité (autonomie 12h), des éclairages de sécurité (autonomie 1h30), des postes locaux de conduite des groupes (autonomie 5h) et des capteurs et boucles de régulation de l'annexe U (autonomie 10h).

Comurhex

L'établissement est alimenté depuis le poste de distribution d'AREVA NC Pierrelatte par l'intermédiaire de 2 lignes 15kV redondantes dont une seule suffit à fournir la puissance nécessaire.

Comurhex dispose également d'une alimentation par batteries et par onduleur pour l'alimentation des postes de conduite (autonomie 1h), des réseaux de sécurité DAI (autonomie 12h) et de l'éclairage de sécurité (autonomie 1h).

La perte totale d'alimentation électrique conduit automatiquement à la mise en position sûre des équipements procédés. La perte prolongée entrainerait un lent réchauffement du bâtiment de stockage de la structure 100HF. En cas de dépassement de la température de 20°C, la cuve monterait en pression. Cependant, l'exploitant considère que les 3 jours nécessaires à cette montée en pression (seuils haut et très haut respectivement à 100 mbar et 1 bar) lui laisseraient suffisamment de temps pour mettre en place un groupe électrogène mobile. De plus, les cuves sont équipées de vannes pneumatique et manuelle reliées au collecteur des événements.

Les risques associés à une perte totale d'alimentation électrique sur Comurhex II et la démarche adoptée sont globalement les mêmes que pour Comurhex I.

Socatri

Le dossier de l'exploitant ne présente pas d'élément sur les conséquences d'une perte d'alimentation électrique sur l'installation.

TU5W

L'alimentation électrique ne constitue pas une fonction de sûreté pour les installations de TU5 et W. En effet, la perte de l'alimentation électrique conduit à la mise à l'arrêt dans un état sûr de l'installation pour TU5 et pour W. Toutefois, des groupes électrogènes mobiles, tenus à disposition par la FLS, permettent de réalimenter les réseaux de sécurité et, le cas échéant, de recharger les batteries des onduleurs.

L'usine Georges Besse II

En cas de perte des alimentations électriques externes, les actionneurs prennent automatiquement leur position de sécurité et l'installation est mise automatiquement à l'état sûr. Un tel événement est sans impact pour la sûreté.

Perte des systèmes de refroidissement / de la source froide

La perte de source froide est sans conséquence sur la sûreté pour les installations d'Eurodif, Comurhex, Socatri, GB II et TU5W.

Perte du système de refroidissement principal, cumulée avec la perte totale des alimentations électriques externes et de secours

La perte cumulée de l'alimentation électrique et du refroidissement et les conséquences associées ne conduirait pas à une situation redoutée pour les installations du site du Tricastin.

Pour le site du Tricastin, les éléments présentés par les exploitants pour le risque de perte de source électrique et de refroidissement n'appellent pas de commentaire particulier de la part de l'ASN.

5.2.2. Site de La Hague

Perte des alimentations électriques

En cas de perte globale de l'alimentation électrique, les situations redoutées pouvant survenir sont :

- la perte du système de rotation « commandé » des décanteuses pendulaires centrifuges (DPC) ;
- la perte de la fonction de refroidissement de sauvegarde entraînant une montée en température des solutions à forte puissance thermique entreposées (cuves PF) et de l'eau des piscines ;
- la perte de la fonction de dilution de l'hydrogène de radiolyse lorsqu'elle est assurée par des systèmes actifs (surpresseurs d'air).

Dispositions prises à la conception pour prévenir la perte des alimentations électriques

L'alimentation électrique de l'établissement comprend trois sources :

- le courant normal provenant des réseaux RTE (EDF) et alimentant les ateliers via les « Sous Stations de Répartition Electrique » (SSRE) et les « Sous Stations Bâtiments Utilités » (SSBU) ;
- le courant de secours, fourni par la centrale de secours 15 kV pour l'usine UP2-400 et la centrale autonome 20 kV pour les INB en exploitation (via les SSRE et les SSBU également) ;
- le courant de sauvegarde pour les INB en exploitation et le courant de troisième secours pour l'usine UP2-400 fournis par des groupes électrogènes propres aux ateliers devant disposer en permanence d'une alimentation électrique, en particulier pour assurer la dilution de l'hydrogène de radiolyse et la fonction de refroidissement.

Conclusion sur les dispositions prévues pour protéger les installations contre le risque de perte des alimentations électriques

Selon l'exploitant, la robustesse de l'alimentation électrique est assurée par :

- la multiplicité des sources d'approvisionnement (voies ou sources externes redondantes (RTE), sources internes autonomes multiples) ;
- la multiplicité des voies physiques d'acheminement, interconnectables entre elles ;
- la réalisation d'une maintenance préventive ainsi que de contrôles périodiques et réguliers ;
- la robustesse des groupes électrogènes de sauvegarde en cas de séisme.

Pour le site de La Hague, l'ASN considère que la perte des alimentations électriques ne doit pas entraîner la dégradation du niveau de sûreté des procédés (ventilations, refroidissement des piscines, cuves PF...). Aussi, cette perte doit être palliée par la mise en œuvre de moyens de réinjection manuels robustes ou de moyens de protections passifs. Cette exigence sera reprise sous forme de prescription.

Perte des systèmes de refroidissement

Situations redoutées en cas de perte du système de refroidissement

Une perte des systèmes de refroidissement pourrait entraîner une montée en température des solutions à forte puissance thermique entreposées (cuves PF) et de l'eau des piscines.

Dispositions prises à la conception pour prévenir la perte du système de refroidissement ultime / de la source froide

Pour les INB en exploitation, un refroidissement permanent est assuré par :

- les systèmes associés aux piscines NPH, C, D et E (chaque piscine possède ses propres circuits de refroidissement) ;
- l'unité de refroidissement de l'atelier T2 alimentant les ateliers de l'usine UP3-A (ateliers T1, T2 et T7) ;
- l'unité de refroidissement CNRS alimentant les ateliers de l'usine UP2-800 (ateliers R1, R2 et R7).

Bien que le refroidissement des installations de l'usine «UP2-400» n'apparaisse pas dans le rapport de l'évaluation complémentaire de sûreté, la centrale de refroidissement CRS3 assure le refroidissement des ateliers de l'usine UP2-400 et de l'atelier SPF4 de l'INB 117.

Les systèmes de refroidissement sont constitués :

- d'une boucle « interne », propre à chaque atelier, constituée d'un circuit d'eau déminéralisée ;
- d'une boucle « externe » constituée par un circuit d'eau déminéralisée, permettant le refroidissement de la boucle interne via un système d'échangeurs « eau/ eau » et l'évacuation de la puissance thermique avec l'extérieur via un système d'échangeurs « eau/ air » de type aérorefrigérant.

Ces systèmes comprennent des équipements « actifs » tels que des motopompes, nécessitant une alimentation électrique pour fonctionner.

En situation dégradée, selon les matériels :

- leur fonctionnement demeure assuré par l'une des différentes sources électriques présentées au paragraphe précédent (notamment l'alimentation électrique de sauvegarde : groupes électrogènes),
- leur conception permet de fonctionner en mode « passif », selon le principe du thermosiphon, tels que les échangeurs Nymphéas des piscines ou les aérorefrigérants.

Les composants clés de ces systèmes de refroidissement sont dimensionnés et vérifiés afin de prendre en compte des agressions externes potentielles et en particulier un séisme de dimensionnement supérieur à l'aléa sismique.

Conclusion sur les dispositions prévues pour protéger les installations contre le risque de perte du système de refroidissement ultime

L'exploitant considère que le niveau de redondance des équipements et l'étude de robustesse en cas de séisme réalisée permet de conclure à une bonne robustesse globale des systèmes de refroidissement des piscines et des ateliers SPF5 et SPF6 (cas ayant fait l'objet d'une étude). Selon lui, les conclusions sont transposables aux circuits de refroidissement des autres cuves d'entreposage de concentrats de produits de fission de l'atelier R7/ T7 possédant des circuits de refroidissement semblables à ceux des ateliers SPF5 et SPF6.

Pour le site de La Hague, l'ASN considère que, même si les cinétiques de réchauffement des piscines sont relativement lentes, de l'ordre d'une semaine, le site doit disposer de moyens robustes de réalimentation des piscines en eau.

L'ASN prendra des prescriptions pour demander à AREVA de prendre les dispositions nécessaires pour disposer de moyens robustes de réalimentation en eau des piscines et des ateliers abritant des cuves d'entreposage des solutions concentrées de produits de fission, en s'appuyant, le cas échéant sur les moyens existants. Elle demandera également qu'AREVA dispose de moyens permettant de remettre en service dans les meilleurs délais le refroidissement des piscines et des cuves d'entreposage.

Concernant les ateliers où sont entreposés des éléments combustibles, L'ASN prescrira à l'exploitant la réalisation d'une étude relative à la maîtrise du risque hydrogène, dans le bâtiment des piscines, et la tenue du génie civil des piscines en condition de perte de refroidissement des piscines ou de perte d'inventaire en eau entraînant le dénoyage des éléments combustibles

L'ASN considère également que si de nouvelles piscines sont construites sur le site de La Hague, celles-ci devront présenter des dispositions renforcées vis-à-vis:

- ***du confinement, aussi bien au niveau de l'enceinte en cas de risque d'explosion hydrogène, que de maintien de l'intégrité de la cuve de la piscine, en cas de dénoyage des combustibles ou d'ébullition de l'eau ;***
- ***un haut niveau de protection contre les agressions externes ,***
- ***des moyens robustes de réalimentation en eau pour assurer les appoints nécessaires.***

Perte du système de refroidissement principal, cumulée avec la perte totale des alimentations électriques externes et de secours

L'exploitant a identifié les trois situations redoutées suivantes comme pouvant survenir :

La perte du système de rotation « commandé » des DPC

La perte du système de rotation des DPC entraînerait en l'absence de tous moyens de remédiation une évaporation de la solution de dissolution puis un échauffement des particules solides qui pourrait conduire à un rejet après un délai de l'ordre de 50 heures pour les conditions réalistes d'exploitation.

La perte de la fonction de refroidissement des piscines d'entreposage des combustibles usés et des cuves d'entreposage des solutions de produits de fission et de fines

Pour les piscines, la perte de la fonction de refroidissement entraînerait :

- une augmentation de température de l'eau des piscines ;
- l'atteinte de la température d'ébullition de cette eau ;
- la diminution du niveau d'eau de la piscine par évaporation ;
- la diminution progressive de l'écran radiologique que constitue cette eau ;
- le dénoyage des assemblages combustibles ;
- la dégradation des gaines des éléments combustibles entraînant la dispersion des produits radioactifs gazeux et volatils qu'ils contiennent.

Les temps d'atteinte estimés par l'exploitant, pour les étapes significatives de la séquence accidentelle, à partir de la perte totale des alimentations électriques et du refroidissement, sont récapitulés dans le tableau suivant :

Temps d'atteinte (heures)			
Début d'ébullition	Niveau d'eau à la surface de la tête des AC	T° des gaines à 500°C (début de dégradation)	Evaporation totale
52	253	>310	>500

Délais associés aux transitoires de perte totale des alimentations électriques et de refroidissement pour les piscines

Pour les cuves de produits de fission, la perte de la fonction de refroidissement entraînerait :

- une augmentation de la température des solutions contenues dans les cuves ;
- l'atteinte de la température d'ébullition de ces solutions ;
- l'entraînement des vésicules radioactives par la vapeur produite ;
- le rejet de matières radioactives.

Selon l'exploitant, les délais d'atteinte de l'ébullition des solutions contenues dans les équipements identifiées dans les situations redoutées peuvent être estimés comme suit :

Atelier	Equipement	Délai avant ébullition
T2	Cuves d'entreposage et cuves relais de solutions concentrées de PF	17 heures
SPF5 et SPF6	Cuves relais de solutions concentrées de PF	17 heures
T7	Cuves d'entreposage de solutions concentrées de PF	25 heures
SPF5 et SPF6	Cuves d'entreposage de solutions concentrées de PF	25 heures
R7	Cuves d'entreposage de solutions concentrées de PF	28 heures
T2	Condenseur évaporateur PF	44 heures
R2	Condenseur évaporateur PF	65 heures

Délais avant ébullition en cas de perte de refroidissement pour les cuves de PF

La perte de la fonction de dilution de l'hydrogène de radiolyse par arrêt de la ventilation des bâtiments abritant les piscines ou par arrêt des surpresseurs assurant la production d'air de balayage des cuves d'entreposage des solutions de produits de fission et de fines.

Selon l'exploitant, les délais d'atteinte de la Limite Inférieure d'Inflammabilité (4%) de l'hydrogène dans les équipements identifiés dans les situations redoutées peuvent être estimés comme suit :

Atelier	Equipement	Délai
R1	Cuves relais fines	8 heures
T2	Cuves d'entreposage de fines	13 heures
T2	Cuves relais fines	20 heures
R1	Cuves d'entreposage de fines	23 heures
T1	Cuves de récupération de fines	23 heures
R1	Cuves de récupération de fines	25 heures
T7	Cuve rinçage basique (non acidifiée)	25 heures
R7	Cuve rinçage basique (non acidifiée)	28 heures
R7	Cuve suspension de fines	48 heures

Délais d'atteinte de la LII de l'hydrogène en cas de perte de dilution de l'hydrogène de radiolyse

Par ailleurs, le refroidissement des puits d'entreposages d'oxydes de plutonium dans les ateliers BSI pour l'INB 116, BST1 et son extension pour l'INB 117, est assuré par une ventilation forcée des fosses en béton contenant ces puits. La possibilité d'alimentation par des groupes de sauvegarde dimensionnés au séisme est prévue à la conception.

En cas de perte de la ventilation forcée des fosses, le fonctionnement en tirage naturel est prévu pour les fosses de l'extension BST1 de conception la plus récente. S'agissant des entreposages de PuO₂ des ateliers BSI et BST1, qui ne disposent pas d'un refroidissement par tirage naturel, le temps d'atteinte d'une température du béton de 160°C est estimé à 20 heures en cas de perte du refroidissement.

Les entreposages de conteneurs de produits de fissions vitrifiés (entreposages tampons T7 et R7, entreposage EEV/ SE) disposent pour leur part de systèmes de refroidissement fonctionnant en convection forcée ou, en cas de perte des alimentations électriques, par tirage naturel.

Dispositions prises pour prévenir ces situations redoutées

Les dispositions de prévention de ces situations ont été détaillées dans les paragraphes ci-avant. Elles reposent sur la multiplicité des sources et des voies d'approvisionnement électrique, la redondance des équipements assurant d'une part, la fonction de refroidissement des piscines et des cuves PF, d'autre part, la fonction de dilution de l'hydrogène de radiolyse, et la robustesse de ces équipements en cas de séisme.

En outre, l'étude réalisée postulant l'indisponibilité prolongée et conjointe de l'alimentation électrique et de la fonction refroidissement a révélé des marges vis-à-vis des délais d'atteinte de phénomènes susceptibles d'entraîner des rejets radiologiques (échauffement des particules solides dans la DPC, dégradation des gaines des éléments combustibles usés entreposés en piscine, ébullition des cuves de solutions de PF, déflagration d'hydrogène).

Dispositions envisagées pour renforcer la robustesse des installations vis-à-vis de la perte du système de refroidissement principal, cumulée avec la perte totale des alimentations électriques externes et de secours

L'exploitant s'est engagé à transmettre sous un an une étude complémentaire intégrant l'analyse de robustesse vis-à-vis de la perte de convection naturelle des fosses d'entreposage de PuO₂ et de verres.

L'ASN considère que les équipements assurant la fonction de refroidissement des piscines et des cuves de PF doivent être rendus robustes à des agressions externes pour assurer leur opérabilité en condition accidentelle. Elle prendra une prescription à ce sujet.

5.2.3. Autres installations du cycle du combustible (Mélox, FBFC)

Mélox

L'énergie électrique est distribuée aux bâtiments de Mélox par trois réseaux :

- le réseau « normal », raccordé au réseau RTE par deux voies redondantes ;
- le réseau « secours », constitué de deux voies redondantes, chacune alimentée par un groupe électrogène (G E) ;
- le réseau de « sauvegarde », dimensionné au séisme et constitué de deux voies redondantes, chacune alimentée par un groupe électrogène spécifique (G E différent du réseau secours).

En cas de perte du réseau externe, le passage sur le réseau secours se fait automatiquement. Par ailleurs, en cas de défaillance des automatismes normaux, des automatismes de sécurité assurent le démarrage du groupe électrogène de secours (fin 2012, deux groupes fixes permanents seront mis en place) ainsi que l'alimentation des tableaux électriques de secours et de sauvegarde. Plusieurs dispositions ont été prises pour assurer le démarrage (automatique ou manuel) du (ou des) groupe(s) électrogène(s) de secours : pompes d'alimentation en fuel redondantes, systèmes de démarrage redondants, tableau de conduite sur batteries, etc. L'exploitant indique que ces dispositions permettent de fiabiliser l'alimentation électrique de secours de Mélox.

Perte des alimentations électriques externes et des alimentations de secours conventionnelles

En cas de perte des alimentations externes et de secours, en situation hors séisme, les récepteurs dont l'arrêt pourrait porter atteinte à l'intégrité du premier système de confinement sont repris par l'alimentation de sauvegarde. En cas de séisme, les récepteurs dont l'arrêt pourrait avoir des conséquences sur l'environnement sont repris par ce réseau.

Des automatismes assurent le démarrage des groupes électrogènes de sauvegarde ainsi que l'alimentation des tableaux électriques de sauvegarde. Le réseau de sauvegarde est dimensionné au SMS.

Perte des alimentations électriques externes et des alimentations de secours conventionnelles ainsi que de toute autre source électrique de secours sur site

La perte totale des alimentations électriques entraîne la perte des fonctions sauvegardées suivantes : confinement dynamique sauvegardé (arrêt des ventilateurs), refroidissement (arrêt des ventilateurs, des groupes frigorifiques et des recycleurs) et conduite de sauvegarde de l'installation.

En cas de perte totale des alimentations, le confinement de la matière radioactive est maintenu par les SSC clés associés au confinement statique. L'endommagement des SSC clés consécutivement à un séisme ou à une montée de la température peut conduire à des situations redoutées.

Conclusion sur les dispositions prévues pour protéger les installations contre le risque de perte des alimentations électriques

L'exploitant considère que la perte des alimentations électriques normale et de secours ne conduit pas à des situations redoutées. Par contre, la perte totale des alimentations électriques en situation de séisme et l'impact de la perte de la fonction refroidissement associée doit être examinée (voir ci-après). Les situations redoutées sont la perte du confinement et les accidents de criticité.

En cas de perte des alimentations électriques, la sûreté de Mélox repose sur sa capacité à maintenir le confinement des matières. Ces dispositifs sont à sécurité positive. L'ASN juge ces dispositifs suffisants pour assurer la sûreté de l'installation en condition de perte des alimentations électriques.

L'ASN fera des demandes formelles sur la capacité de l'exploitant à gérer la perte de la fonction refroidissement consécutive ou non à la perte de l'alimentation électrique (voir partie suivante).

Perte des systèmes de refroidissement / de la source froide

Le risque thermique est dû à la chaleur dégagée par les matières fissiles, qui peut induire des dégradations de constituants de la première barrière de confinement, des protections radiologiques ou des écrans neutrophages. Ce risque est important dans les entreposages de matière fissile et dans les postes d'homogénéisation.

Dispositions prises à la conception pour prévenir la perte du système de refroidissement ultime ou de la source froide

La production d'eau glacée des échangeurs des boucles de ventilation des locaux d'entreposage est raccordée à l'alimentation électrique secourue. En cas d'alimentation électrique de sauvegarde ou de perte du circuit d'eau glacée secondaire procédé du bâtiment 500, la ventilation des enceintes passe en mode sauvegarde : l'évacuation des calories est assurée par la prise d'air de sauvegarde et par l'extraction THD. Lors du passage en mode sauvegarde post-séisme, la ventilation des enceintes n'est plus assurée, le refroidissement se fait par convection naturelle au travers des parois des boîtes à gants.

Le refroidissement de l'entreposage de crayons STE est assuré par la ventilation HD, par la prise d'air neuf de sauvegarde et par une ventilation spécifique via deux boucles indépendantes assurant chacune 100% de la charge thermique à évacuer, dimensionnées au séisme et sauvegardées ; ces boucles sont composées chacune de deux échangeurs air/ eau et d'un groupe frigorifique intégrant des équipements redondants.

Pour se prémunir contre la perte d'eau glacée (procédé et ventilation) du bâtiment 500 (boucle primaire), les dispositions sont :

- la protection contre le gel assurée par une pompe de faible débit sauvegardée électriquement ;
- la redondance des équipements de production ;
- le maintien du refroidissement des équipements secourus et du secours de la boucle de ventilation en cas de perte de l'alimentation électrique par un ensemble groupe-pompe de la boucle eau glacée primaire procédé.

Pour se prémunir contre la perte de la fourniture en eau froide procédé du bâtiment 500 (boucle secondaire), les échangeurs boucle primaire/ boucle secondaire sont doublés et les pompes de circulation sont triplées.

Conclusion sur les dispositions prévues pour protéger les installations contre le risque de perte du système de refroidissement ultime / de la source froide, éventuellement cumulée avec des éléments aggravants

En cas de perte de la fonction de refroidissement, la tenue de la géométrie de l'entreposage STE est remise en cause quand la température de l'air atteint 160° C, soit 11 heures après l'arrêt du refroidissement. Le rétablissement de la fonction de refroidissement dans un délai inférieur à 11 heures paraît délicat dans une situation de gestion de crise généralisée post-séisme. De plus, la dégradation des écrans de découplage neutronique et une modification de la géométrie des empilements de plateaux de crayons pourraient intervenir simultanément et remettre en cause la maîtrise de la sous-criticité de l'entreposage avant d'atteindre 160° C.

En cas de perte de la fonction de refroidissement dans les locaux d'entreposage hors STE, la température qui remet en cause la tenue de la géométrie est atteinte au bout de 5 jours, hors cumul d'éléments aggravants. L'exploitant prévoit une intervention extérieure permettant la réparation d'un organe mécanique de la ventilation, des groupes électrogènes diesel ou le rétablissement de l'alimentation électrique au moyen d'un groupe électrogène mobile de dépannage externe dans ce délai.

En cas de perte du refroidissement qui pourrait induire un accident de criticité au niveau de l'entreposage STE, l'exploitant envisage d'amener du bore pour éviter un accident de criticité. Le bore serait mélangé à l'eau dans une bâche tampon, amené par pompe jusqu'à l'entreposage et dispersé sur les plateaux de crayons.

Pour Mélox, l'ASN considère que l'exploitant doit justifier de sa capacité à rétablir puis maintenir la fonction de refroidissement dans un délai compatible avec la montée en température, soit :

- ***moins de 11 heures pour ce qui est du poste d'entreposage STE ;***

- *moins de 5 jours dans le cas des autres entreposages de matière fissile ;*
- *en prenant en compte les éléments aggravants.*

L'ASN considère par ailleurs que l'exploitant devra justifier la faisabilité et l'efficacité de l'arrosage des plateaux de crayons en prenant en compte les conditions d'intervention (brouillard, température, radioprotection). Elle prendra une prescription à ce sujet.

Perte du système de refroidissement principal, cumulée avec la perte totale des alimentations électriques

La perte simultanée du système de refroidissement et de toutes les alimentations électriques conduit à la même situation redoutée que dans la partie précédente. C'est en effet la perte du refroidissement qui nécessite la plus grande rapidité d'intervention du fait de la montée en température des locaux d'entreposage de matières fissiles.

FBFC

Le site de FBFC est alimenté par 2 voies externes :

- 1 ligne 20 kV enterrée depuis le barrage de Pizançon (ligne dédiée à FBFC) ;
- 1 ligne 20 kV de secours, aérienne, depuis le poste électrique de Saint-Paul-lès-Romans.

L'INB 98 dispose des moyens de secours internes suivants :

- 3 groupes électrogènes fixes, d'une autonomie de 24 heures : groupe G 05 de 2000 kVA dans le bâtiment U2, groupe G 07 de 1250 kVA situé à proximité du bâtiment U3, et groupe G 08 de 1250 kVA situé dans le bâtiment U1. Il est possible de raccorder un groupe électrogène mobile sur le tableau de connexion électrique de chacun de ces groupes électrogènes, si jamais l'un de ces groupes se révélait défaillant ;
- 1 groupe électrogène mobile de 630 kVA, pour lequel FBFC a passé un contrat de réservation avec une entreprise extérieure ;
- Des onduleurs, prévus pour fournir l'électricité nécessaire à la mise en état sûr des installations en cas de perte des alimentations électriques de l'INB (autonomie garantie de 10 mn) : 2 onduleurs de chacun 200 kVA dans AP2, 2 onduleurs de chacun 200 kVA dans le bâtiment U2, et 1 onduleur de 40 kVA dans le bâtiment U3.

Les alimentations électriques secourues de l'INB 98 alimentent principalement :

- Pour le bâtiment C1 : la ventilation procédé ; certains équipements du bâtiment C1 : transferts pneumatiques de poudre d'uranium, fours de conversion, installation Granex, monte-charge, colonne d'épuration de secours (pour les rejets HF) ;
- Pour le bâtiment AP2 : les 2 voies de la ventilation générale et de la ventilation procédé ; les fours de frittage BTU et leur circuit de refroidissement (dont la tour de refroidissement) ;
- La ventilation du bâtiment R1 ;
- Pour la station HF : certains équipements, dont la colonne d'ambiance (épuration des rejets en HF) ;
- Le bâtiment U1, qui contient des onduleurs et les compresseurs d'air ;
- L'alimentation des batteries du système de détection des accidents de criticité (EDAC) ;
- Des équipements de sécurité comme l'alimentation en air respirable, la clôture ou les portails du site ;
- Les ventilations de procédé des bâtiments non précédemment cités.

Les alimentations électriques secourues ne réalimentent donc pas des systèmes comme la surveillance radiologique, le système de détection incendie (DAI, qui dispose de ses propres batteries) ou les sirènes PPI (qui ont également de leurs propres batteries).

Il convient de signaler que la tenue au séisme des alimentations électriques du site, normales ou de secours, n'est pas garantie.

Situations redoutées en cas de perte des alimentations électriques

En cas de perte des alimentations électriques normales ou de secours, la production est arrêtée et les installations sont mises dans un état sûr. L'exploitant attend un retour à une alimentation électrique normale pour faire un bilan de l'état des installations et tenter de les remettre en fonctionnement.

En cas de perte totale des alimentations électriques :

- les ventilations s'arrêtent. Le confinement des matières radioactives ou dangereuses reste assuré par le confinement statique (cuves, parois des locaux ou des bâtiments) ;
- le mode de contrôle de la criticité est maintenu, car il ne dépend pas d'une alimentation électrique et n'est pas lié à des organes à sécurité positive en cas de perte d'alimentation électrique (vannes qui se ferment automatiquement...) ;
- trois cas particuliers sont à signaler toutefois, nécessitant une alimentation électrique pendant quelques minutes pour la mise à l'état sûr des équipements concernés :
 - les autoclaves de conversion (bâtiment C1) : en cas de perte des alimentations électriques, la chauffe dans les autoclaves est arrêtée. Les vannes d'alimentation en fluides (azote, air comprimé) et les électrovannes du circuit UF₆ sont à sécurité positive, et doivent donc se fermer automatiquement sur manque d'énergie. L'injection de vapeur dans les fours de conversion est arrêtée automatiquement par la fermeture des vannes à position de sécurité fermée ;
 - les fours de frittage (bâtiment AP2) : ces fours servent à « cuire » les pastilles d'uranium, processus qui produit de l'hydrogène. Ce gaz doit être impérativement brûlé en sortie de four pour éviter tout risque d'explosion, opération réalisée à l'aide de torchères. Aussi, en cas de perte des alimentations électriques alors que les fours de frittage fonctionnent, ces fours sont mis en position de repli en les basculant automatiquement sous gaz d'inertage (azote), en maintenant un débit de gaz minimal à l'intérieur des fours pour assurer une pression interne suffisante, en fermant les portes des fours, et en garantissant la combustion de l'hydrogène par le maintien d'un fil chaud en sortie des torchères alimenté par un onduleur. Enfin, les fours sont refroidis par l'intermédiaire d'un circuit de refroidissement en eau, qui est alimenté par le réseau électrique secours. La phase transitoire d'arrêt de refroidissement du four dure environ 3 minutes ;
 - la station HF : en cas de perte des alimentations électriques, la station HF doit continuer à assurer l'épuration des rejets HF en provenance des autoclaves de conversion, le temps que ces dernières s'arrêtent complètement. Cette durée de transitoire de fonctionnement n'est pas estimée dans les ECS.

Conclusion sur les dispositions prévues pour protéger les installations contre le risque de perte des alimentations électriques

L'exploitant estime que les dispositions qu'il a prévues sont suffisantes.

Ces éléments n'appellent pas de commentaire particulier de la part de l'ASN.

Perte des systèmes de refroidissement / de la source froide

L'exploitant indique que seuls quelques équipements de l'INB 98 nécessitent un refroidissement :

- Dans le bâtiment AP2 :
 - les meules des rectifieuses - refroidissement à l'eau déminéralisée ;
 - les fours de frittage BTU - eau de refroidissement en circuit fermé, elle-même refroidie via 2 tours aéro-réfrigérantes - alimentation de secours à l'eau de ville ;
 - les fours de frittage D E G USSA - refroidissement à l'eau recyclée ;
 - la zone de sortie des fours de grillage, dits « fours Ripoche » - refroidissement à l'eau recyclée ;
- Dans le bâtiment R1 :
 - fours de calcination / réduction - refroidissement à l'eau recyclée.

Les seuls refroidissements dont la perte pourrait avoir un impact sur la sûreté sont ceux des fours de frittage BTU et DEGUSSA. Leur perte conduirait selon l'exploitant à :

- une légère contamination possible dans l'environnement du four concerné ;
- de très légères fuites d'hydrogène dans le hall des fours, et ce pendant le temps nécessaire à l'inertage des fours.

L'exploitant n'identifie donc aucune situation redoutée en cas de perte du système de refroidissement ultime.

De même, il n'identifie aucune situation redoutée en cas de perte du système de refroidissement principal, cumulée avec la perte totale des alimentations électriques externes et de secours

Ces éléments n'appellent pas de commentaire particulier de la part de l'ASN.

5.3. Autres installations (ATPu, Masurca)

5.3.1 ATPu

Perte des alimentations électriques

L'alimentation de l'ATPu est assurée par deux lignes de 15 kV en triphasé en boucle passant par les 2 postes de transformation de l'installation. Chacune de ces lignes peut alimenter la totalité de la boucle. Les postes de transformation sont équipés de moyens de coupure en amont de chaque transformateur HT/ BT. En cas de défaillance du poste principal d'alimentation électrique du bâtiment, l'ensemble des installations de l'ATPu peut être repris par le second poste, moyennant un délestage.

En cas de manque de tension d'une durée supérieure à 2 secondes et par suite d'une baisse de tension supérieure à 15 % au poste de transformation principal, une balance voltmétrique donne l'ordre de démarrage des groupes électrogènes. Les circuits secours sont pris en charge environ 15 secondes après le démarrage.

Les deux groupes électrogènes, d'une puissance de 1 000 kVA chacun, sont implantés dans un bâtiment technique annexe. Un tube de trop-plein relie les cuves d'alimentation et de stockage.

Par ailleurs, des groupes mobiles peuvent être mis à disposition par les moyens généraux du Centre, afin de réalimenter certaines parties de la distribution électrique selon le contexte : un de ces groupes est destiné à la redondance d'alimentation du tableau des groupes fixes lors de maintenance notamment. Un deuxième groupe est destiné à secourir les moyens de surveillance de l'installation, les auxiliaires des postes électriques et de la centrale des groupes électrogènes fixes et les circuits d'éclairage de sécurité. Enfin, un troisième groupe est destiné à réalimenter des circuits dits normaux issus du poste PU2.

Les réseaux de téléalarme, d'interphonie, de criticité, de radioprotection et d'arrêts d'urgence, alimentés en faible tension (24 V ou 48 V), sont secourus par des batteries sèches associées à des blocs chargeurs en continu, la puissance de ce groupe de batteries étant de 100 kW.

Situations redoutées en cas de perte des alimentations électriques

En cas de perte des alimentations électriques externes, sans secours extérieur, l'alimentation électrique est assurée par deux groupes électrogènes fixes fonctionnant au fioul de 1 000 kVA chacun, implantés dans un bâtiment technique annexe. Chaque groupe est alimenté par une cuve à fioul de 500 litres, alimentée au moyen de pompes par deux cuves extérieures de 8 000 litres. En cas de défaillance d'un des deux groupes électrogènes, le groupe restant valide est capable de reprendre l'alimentation de l'installation, moyennant des délestages.

La puissance nécessaire aux équipements permettant d'assurer l'alimentation de toutes les fonctions importantes pour la sûreté de l'installation ATPu est de 1 250 kVA. En tenant compte de la consommation horaire en fioul des groupes électrogènes et des quantités de fioul présentes en permanence sur le Centre, l'exploitant estime à 37 heures l'autonomie de ces groupes électrogènes.

Dans le cas où il est procédé à un arrêt de la ventilation de l'installation, l'autonomie des groupes électrogènes pour alimenter les autres équipements de l'installation est alors de 225 heures.

Perte des alimentations électriques externes et des alimentations de secours conventionnelles

En cas de perte des deux groupes électrogènes fixes, l'exploitant procède à la mise en sûreté des installations de l'ATPu, à l'arrêt de toute activité en boîte à gants et à l'évacuation des cellules. Dans le cas de la non reprise en secours de la ventilation, les portes étanches situées en amont des cheminées d'extraction sont volontairement fermées. En cas d'indisponibilité totale d'énergie électrique supérieure à une heure, il est demandé au personnel d'évacuer le bâtiment principal.

En cas de perte des alimentations électriques externes et des alimentations de secours conventionnelles (groupes électrogènes fixes), les réseaux de téléalarme, d'interphonie, de criticité, de radioprotection et d'arrêts d'urgence sont secourus par des batteries sèches associées à des blocs chargeurs en continu. Les autonomies des chargeurs et onduleurs alimentant les différents équipements varient entre 10 minutes et 5 heures, selon les équipements. Un ensemble chargeur-batteries mobile en secours, situé dans un bâtiment technique annexe, peut en outre être raccordé sur les consommateurs.

Perte des alimentations électriques externes et des alimentations de secours conventionnelles ainsi que de toute autre source électrique de secours sur site

L'exploitant indique que la perte de l'alimentation électrique de l'ATPu n'entraînerait pas de situations conduisant à un effet falaise.

En effet, en cas de perte totale des alimentations électriques (externes, groupes électrogènes fixes, batteries), les différents réseaux, parmi lesquels les dispositifs de contrôle de la criticité et de détection d'incendie, ne seraient plus actifs. Cette situation ne conduirait toutefois pas à une brusque dégradation des séquences accidentelles. Suite à la décharge complète des batteries, l'installation resterait dans un état statique, l'ensemble des opérations effectuées dans l'installation étant arrêtées.

Dans le cas de cette perte totale des alimentations électriques (externes, groupes électrogènes fixes, batteries), des rondes en horaires ouvrables et horaires non ouvrables sont programmées.

Conclusion sur les dispositions prévues pour protéger les installations contre le risque de perte des alimentations électriques

Dans la mesure où les conséquences de la perte des alimentations électriques seraient limitées pour l'ATPu, l'exploitant ne propose pas de disposition de protection des installations supplémentaire contre ce risque.

Dispositions envisagées pour renforcer la robustesse des installations vis-à-vis de la perte des alimentations électriques et études proposées

Dans la mesure où la perte totale des alimentations électriques ne serait pas susceptible d'entraîner des situations conduisant à un effet falaise pour l'ATPu, l'exploitant ne propose aucune disposition de renforcement de la robustesse des installations vis-à-vis du risque de perte des alimentations électriques.

Ces éléments n'appellent pas de commentaire particulier de la part de l'ASN, compte tenu du démantèlement en cours de l'installation.

Perte des systèmes de refroidissement / de la source froide

L'exploitant a considéré ce sujet comme non pertinent pour l'ATPu.

En effet, aucun équipement de l'ATPu ne nécessite de système de refroidissement.

Ces éléments n'appellent pas de commentaire particulier de la part de l'ASN.

5.3.2. Masurca

Le système de refroidissement principal du BSM est assuré par les circuits de ventilation (ventilateurs électriques de soufflage et d'extraction). La perte de ce système équivaut à la perte des alimentations électriques.

En cas de perte des alimentations électriques, l'exploitant indique que l'EDAC (ensemble de détection et d'alarme criticité) est autonome grâce à ses batteries propres qui disposent d'une autonomie de 8 h. De plus, les conséquences potentielles de la perte des alimentations électriques sont dues :

- à l'arrêt des extracteurs du MG 1 et en particulier des columbariums. Les études relatives aux conditions thermiques montrent qu'en cas d'arrêt de cette ventilation d'extraction « procédés » au niveau des entreposages de combustible du BSM, les niveaux de température atteints ne sont pas de nature à remettre en cause la tenue des gaines des éléments fissiles et des columbariums eux-mêmes. Ainsi, selon le CEA, la perte du refroidissement du combustible et des columbariums dans le magasin de matières fissiles MG 1 n'aurait pas de conséquence sur le confinement de ces matières et sur la sous-criticité de l'entreposage ;
- à la perte du confinement dynamique du BSM, qui compte tenu des débits de fuite pris en compte à la conception, met les locaux du BSM en équipression avec l'atmosphère dès la perte de la ventilation d'extraction. Cependant, compte tenu du maintien de l'intégrité de la gaine combustible (1^{ère} barrière), la perte de la deuxième barrière serait sans conséquence ;
- à la perte de la surveillance radiologique, en local et depuis la salle de contrôle (SCO), de l'ambiance de la salle de chargement (SCM) et de la surveillance radiologique de l'air extrait des columbariums (MA08) due à la perte d'alimentation de leurs pompes aérauliques respectives. Cependant, en l'absence de débit extrait des columbariums et de ventilation de la SCM, ces mesures ne sont pas forcément représentatives d'éventuelles émissions radiologiques.

En outre, la perte totale des alimentations électriques peut être palliée par la mise en place du groupe électrogène mobile (GEM) de 390 kVA ou du GEM de 25 kVA fournis par le Centre dans un délai de 4 heures.

Pour l'installation MASURCA, l'exploitant indique que la perte des alimentations électriques ne conduit pas à un risque d'effet falaise et aucun refroidissement n'est nécessaire compte tenu de l'état actuel de l'installation.

Pour Masurca, compte tenu de l'état actuel de l'installation, ces éléments n'appellent pas de commentaire particulier de la part de l'ASN.

6. Gestion des accidents graves

6.1. Organisation et dispositions générales de gestion de crise

6.1.1. Installations du CEA (réacteurs expérimentaux, Masurca et ATPu)

Appréciation générale

La décision n°2011-DC-0224 de l'ASN du 5 mai 2011 demandait au CEA de procéder, pour le 15 septembre 2011, aux évaluations complémentaires de sûreté des INB suivantes : RJH, Masurca, ATPu, Phénix et Osiris.

La gestion de crise étant un sujet transverse, l'examen des dispositions spécifiques à chaque INB ne peut être réalisé indépendamment des dispositions générales organisées au niveau des centres du CEA de Cadarache, Marcoule et Saclay. Le présent chapitre relatif à la gestion des accidents graves du CEA constitue le bilan intermédiaire tiré par l'ASN de l'analyse des rapports ECS remis en 2011. Il sera complété par l'analyse des rapports ECS des centres de Cadarache et Marcoule, attendus pour le 15 septembre 2012. **L'ASN prescrira par ailleurs la remise d'un rapport relatif à la gestion de crise du centre de Saclay pour 2013.**

Malgré la recommandation n°5 des groupes permanents d'experts du 6 juillet 2011 de « transmettre une première évaluation de la disponibilité et de l'accessibilité, sur toute la durée de l'accident grave considéré, des moyens communs des sites utiles aux installations examinées au 15 septembre 2011, qui sera complétée dans le cadre du dossier prévu pour septembre 2012 », le CEA présente l'organisation générale et l'inventaire des moyens communs des centres, sans pour autant se prononcer sur leur disponibilité et leur accessibilité.

L'exercice a été réalisé de façon globalement satisfaisante pour les installations Phénix et Osiris : conformément au cahier des charges, la robustesse et la disponibilité des dispositions organisationnelles et matérielles spécifiques à ces INB sont bien examinées. En revanche, l'exercice est incomplet pour les INB de Cadarache (RJH, Masurca, ATPu), dont les rapports mentionnent uniquement l'organisation et les moyens généraux du centre.

L'ASN demandera au CEA de compléter les études à venir, en particulier pour les centres CEA de Marcoule et Cadarache, en détaillant et en examinant la robustesse et la disponibilité des dispositions organisationnelles et matérielles :

- ***qui sont mises en œuvre au niveau de chacun des centres,***
- ***qui sont spécifiques à chaque INB, y compris celles examinées de façon incomplète en 2011.***

L'ASN formulera des demandes en ce sens pour le rapport dont elle prescrira la réalisation pour le site de Saclay en 2013.

Plus généralement, l'ASN rappelle que conformément à l'article 20 du décret n°2007-1557 du 2 novembre 2007, « le plan d'urgence interne (PUI) définit, sur la base de l'étude de dimensionnement figurant dans le rapport de sûreté, les mesures d'organisation, les méthodes d'intervention et les moyens nécessaires que l'exploitant met en œuvre en cas de situation d'urgence pour protéger des rayonnements ionisants le personnel, le public et l'environnement et préserver ou rétablir la sûreté de l'installation ». Il doit donc détailler les dispositions spécifiques à chaque INB.

Par conséquent, même si le CEA dispose d'un PUI commun à plusieurs de ses INB, l'ASN lui demandera d'y définir les dispositions spécifiques à chaque INB, en cohérence avec les présentations et les justifications apportées dans les rapports attendus en 2012 (Marcoule et Cadarache) et 2013 (Saclay).

L'ASN considère également que la coordination en cas d'accident grave affectant simultanément tout ou partie des INB d'un même site est insuffisamment traitée.

L'ASN prescrira donc aux exploitants du CEA de renforcer leurs dispositions matérielles et organisationnelles pour prendre en compte les situations accidentelles affectant simultanément tout ou partie des installations d'un même site.

Organisation de l'exploitant pour gérer l'accident

Concernant RJH, Masurca et l'ATPu (CEA Cadarache), les rapports des ECS n'apportent aucune précision concernant l'organisation spécifique de la cellule de crise qui serait mise œuvre au sein de l'installation accidentée. Concernant Phénix (CEA Marcoule) et Osiris (CEA Saclay), ces cellules sont nommées respectivement Poste de Commandement Installation (PCI) ou Poste de Commandement Local (PCL).

L'ASN considère que la coordination entre les cellules de crise est essentielle pour la collecte et la transmission des informations nécessaires à l'évaluation de l'état de l'installation. L'ASN formulera donc des demandes visant à ce que la coordination entre les cellules de crise soit traitée (description de l'existant, présentation des améliorations nécessaires) dans les rapports à venir des centres CEA Cadarache, Marcoule et Saclay.

Concernant le CEA Marcoule, il est aujourd'hui prévu qu'en cas d'accident, le centre puisse apporter son soutien aux exploitants nucléaires Mélox et Socodei, par exemple en mettant à disposition ses locaux de crise, sa Formation Locale de Sécurité (FLS) et son Service de Protection Radiologique (SPR).

L'ASN considère que les rapports des centres CEA doivent évaluer leur capacité à assurer le soutien des exploitants voisins pour les agressions définies dans les ECS et affectant simultanément tout ou partie des installations du site. L'ASN prescrira à l'ensemble des exploitants le renforcement de la coordination multi-exploitants d'un même site.

Possibilité d'utiliser les équipements existants en cas d'accident grave

Les rapports des évaluations complémentaires de sûreté dressent, pour chaque INB, l'inventaire des dispositifs généraux disponibles au niveau de chaque centre (locaux de crise, moyens de communication, moyens d'intervention mobiles, alimentation de secours etc.). Le CEA rappelle que l'évaluation de leur disponibilité et de leur fonctionnalité en cas d'accident grave sera réalisée dans le cadre des rapports attendus en 2012. Concernant l'inventaire des dispositions propres à l'échelle d'une installation, seuls Osiris et Phénix ont réalisé l'exercice. Le rapport ECS de Phénix est le seul à fournir une évaluation de la disponibilité et de la robustesse de ses propres dispositions aux situations extrêmes envisagées.

Osiris

En cas d'indisponibilité de la salle de commande, l'installation est dotée d'un local de repli qui doit assurer la liaison avec l'équipe technique du Poste de Commandement Direction (PCD). Toutefois, le rapport ne précise pas les moyens de communication du local de repli dédiés à cette liaison. Par ailleurs, l'installation Osiris est dotée d'une source électrique spécifique dont la disponibilité et l'autonomie n'ont pas été évaluées.

Phénix

Le CEA apporte des éléments dans son rapport sur la robustesse des locaux utilisés par l'organisation locale de crise vis-à-vis de certaines agressions considérées dans les évaluations complémentaires de sûreté, notamment le séisme. Le point notable à l'échelle de l'installation porte sur la salle de repli de Phénix qui serait utilisée à la suite de l'indisponibilité de l'installation. La salle de repli, fournissant des données sur l'état du réacteur, est située dans un local protégé des rayonnements par des murs en béton d'une épaisseur de 50 cm mais qui, en cas de séisme important, serait inondée par les eaux issues du procédé.

ATPu et Masurca

L'ATPu ne conservant pas sa stabilité en cas de SMHV (au sens de la RFS 2001-01), il en résulterait « une perte de confinement, une dissémination de matières radioactives dans l'environnement [...], engendrant potentiellement une pollution de la nappe phréatique au niveau de l'installation ». Par ailleurs, l'accessibilité du site après séisme n'est pas démontrée compte tenu de la présence du portail et des portiques de sécurité qui seraient automatiquement bloqués. En outre, le bilan actualisé des matières restantes de l'ATPu ne détaille pas leur répartition par

bâtiment et ne permettrait donc pas une évaluation précise des risques relatifs à la dégradation d'un ou plusieurs bâtiments en cas de situation d'urgence.

L'ASN considère que le CEA devra s'assurer de la connaissance permanente de l'inventaire de matières radioactives par local afin de faciliter la gestion de crise. Ce point pourra faire l'objet d'une prescription de l'ASN.

Concernant Masurca, le CEA indique qu'un séisme du niveau du SMS conduirait à un effondrement total ou partiel du Bâtiment de Stockage des Matières (BSM), ce qui engendrerait une dissémination importante de matière radioactive dans l'environnement et empêcherait l'intervention. L'exploitant précise que, dans l'attente de la mise en service, prévue en 2017, d'un bâtiment répondant aux exigences actuelles en matière de tenue sismique (RFS 2001-01), il prévoit le transfert et l'entreposage temporaire des matières fissiles dans l'installation MAGENTA, sans toutefois fixer de date de réalisation.

L'ASN considère que l'évacuation des matières fissiles actuellement entreposées devra effectivement être réalisée à court terme. L'ASN prendra une prescription à ce sujet pour en fixer l'échéance.

Dispositions envisagées pour renforcer les capacités de gestion d'un accident

Concernant le centre de Marcoule, le CEA s'engage, dans son rapport ECS, à effectuer les renforcements suivants :

- construction d'un nouveau bâtiment abritant les locaux de crise du centre, hors zone inondable, dimensionné au SMS et présentant une autonomie de 96h en cas de perte de l'alimentation électrique ;
- stationnement de véhicules d'intervention et positionnement de moyens mobiles de pompage et d'alimentation électrique dans un lieu situé hors d'atteinte des éventuels effets d'un séisme ;
- renforcement des moyens de Phénix : moyens limitant l'entrée d'eau, procédure de préparation des moyens mobiles de pompage ;
- étude des renforcements possibles pour Phénix : inertage et moyens d'extinction au niveau des locaux sodium, utilisation d'un volume tampon de stockage de l'eau potentiellement contaminée.

Les centres de Cadarache et de Saclay n'envisagent pas de dispositions de renforcement à ce stade de l'étude.

Les éléments présentés à l'heure actuelle par le CEA sont incomplets et ne permettent pas de conclure, en termes de gestion de crise, sur la robustesse des dispositions matérielles et organisationnelles des installations RJH, Masurca, ATPu, Phénix et Osiris. Le CEA a fait le choix de reporter l'évaluation concernant les dispositions propres à chaque INB aux rapports sites attendus en 2012 et 2013.

L'ASN demandera que les rapports des centres CEA qui seront remis en 2012 et 2013 évaluent la disponibilité des dispositions organisationnelles et matérielles en cas d'accident grave, y compris les dispositions propres à chaque INB. Une attention particulière sera portée aux éléments suivants : locaux de crise, moyens d'intervention et de communication, instrumentation, moyens de radioprotection, instrumentation technique et environnementale.

6.1.2. Le réacteur exploité par l'ILL

L'ASN considère que l'ILL a réalisé l'exercice ECS de façon satisfaisante, en proposant un bilan complet de la disponibilité et de la robustesse des moyens nécessaires à la gestion de crise en cas de séisme, d'inondation et de cumul des deux événements.

Organisation de l'exploitant pour gérer l'accident

L'organisation telle que décrite dans le PUI de l'ILL Grenoble permet de mobiliser par foisonnement un effectif d'environ 150 personnes, avec un complément possible de 50 personnes. Les agents étant polyvalents, des précisions sont apportées sur leurs affectations possibles dans les différentes équipes de crise.

L'ASN considère que la capacité de mobilisation de l'ILL en cas d'accident grave est suffisante. Toutefois, le recours au foisonnement soulève des questions relatives à la gestion du personnel, notamment les agents en surplus présents sur place (exposition potentielle au risque, capacités de couchage sur place, etc.). Au cours de l'instruction, l'ILL s'est engagée à examiner l'opérabilité du mode d'alerte et de grèvement de ses équipiers de crise dans les scénarios d'agressions externes extrêmes étudiés dans les ECS.

L'ASN examinera la capacité de mobilisation de l'ILL dans le cadre de l'instruction du PUI de l'ILL.

Possibilité d'utiliser les équipements existants en cas d'accident grave

La robustesse des moyens matériels généraux de gestion de crise a été étudiée au regard du séisme, de l'inondation et de ces deux événements cumulés.

Il convient de noter que les locaux existants utilisés pour la gestion de crise n'ont pas été conçus pour résister à un séisme aggravé.

Concernant les moyens d'information et de communication en cas de crise, le site dispose d'une sirène PPI conformément à la réglementation en vigueur (*Décret n°2005-1269 du 12 octobre 2005*). Toutefois, sa qualification au séisme et son autonomie en cas de perte d'alimentation électrique restent à vérifier. Par ailleurs, l'ILL ne dispose pas d'un système automatique d'alerte des populations, qui permet une plus grande réactivité lors des déclenchements des PPI en phase réflexe.

En cas d'accident grave, la perte du réseau téléphonique filaire engendrerait l'impossibilité de lancer l'alerte nationale auprès des autorités compétentes (ASN et préfecture). L'ILL indique avoir commandé des téléphones satellitaires pour palier cette perte de réseau téléphonique. Dans l'attente, un contrat d'assistance avec le CEA a été établi pour la mise à disposition des téléphones satellitaires du CEA.

L'ILL dispose de moyens radio (5 fréquences) autonomes et rechargeables en cas de SMS. Leur portée peut atteindre 10 km environ. Une étude est en cours pour renforcer la tenue sismique des relais radio entre l'intérieur et l'extérieur du bâtiment réacteur.

Concernant les équipements radiologiques et environnementaux utilisés en cas de crise, l'ILL dispose généralement de moyens portatifs. Toutefois, l'ILL n'aborde pas dans son étude leur disponibilité et leur autonomie.

Enfin, les moyens d'intervention généraux susceptibles d'être mis en œuvre seraient fournis par le CEA Grenoble : groupes électrogènes de secours, motopompes, véhicules incendie et secours. Toutefois, la coordination entre l'ILL et le CEA permettant de garantir leur disponibilité en cas de crise affectant simultanément ces deux sites n'est pas formalisée.

Dispositions envisagées pour renforcer les capacités de gestion d'un accident

Les renforcements de gestion de crise envisagés par l'ILL Grenoble sont les suivants :

- construction d'un nouveau poste de contrôle de secours (PCS) pour la gestion des scénarios extrêmes cumulés, équipé de moyens de sauvegarde redondants ;
- acquisition de téléphones satellitaires.

L'ASN considère que les renforcements proposés pour l'ILL sont nécessaires mais non suffisants et qu'ils devront être complétés concernant en particulier :

- *la robustesse de l'ensemble des locaux de crise (PCD et PC associés) aux scénarios extrêmes cumulés : à ce titre, leur intégration au nouveau PCS pourrait être envisagée ;*
- *la coordination avec les exploitants voisins ;*
- *la disponibilité des données météorologiques et de surveillance radiologique de l'environnement.*

Ces aspects feront l'objet de demandes spécifiques de la part de l'ASN, dont certaines sous forme de prescriptions.

6.1.3. Installations du cycle du combustible nucléaire

Appréciation générale

Les rapports des évaluations complémentaires de sûreté remis par le groupe AREVA présentent un bilan des dispositions organisationnelles et matérielles prévues pour intervenir en cas d'accident grave. Leur disponibilité et leur robustesse vis-à-vis de certaines agressions considérées dans ce cadre, notamment le séisme, ont été globalement présentées.

D'une manière générale, il en ressort que le dimensionnement actuel des moyens humains, matériels et organisationnels ne permet pas de garantir la disponibilité et la fonctionnalité de l'intégralité de ces moyens en cas d'accident grave.

Les exploitants présentent des dispositifs de renforcement qui seraient éventuellement envisagés, sans pour autant s'engager et statuer sur leur mise en œuvre. Hormis la création d'une Formation Locale de Sécurité (FLS) sur FBFC Romans, le seul engagement des exploitants est la réalisation de nombreuses études relatives à la gestion de crise, afin de statuer sur les renforcements organisationnels et matériels nécessaires.

L'ASN considère, pour ce qui concerne la gestion de crise, que les exploitants du groupe AREVA ont dressé un état des lieux sommaire et n'ont pas tiré les conclusions pratiques des constats effectués.

A l'issue de l'instruction, l'ASN souligne l'importance de la recommandation suivante, formulée dans le cadre de la réunion du groupe permanent d'experts : « A R E V A devra prendre des dispositions permettant de doter chaque site de moyens de gestion d'une situation de crise, de locaux de crise et de lieux de stockage de ces moyens robustes. Ces moyens techniques et humains devront permettre de gérer une situation résultant d'aléas de niveaux supérieurs à ceux retenus pour le dimensionnement des installations ».

L'ASN prendra des prescriptions sur ce sujet, portant notamment sur les locaux de crise, les moyens matériels et les moyens de communication.

Site du Tricastin

Organisation de l'exploitant pour gérer l'accident

L'organisation telle que décrite dans les PUI des installations du Tricastin permet de mobiliser un effectif global à l'échelle du site de 113 personnes en heures ouvrées et 47 personnes en heures non ouvrées. Certaines ressources sont communes à Eurodif Production et SET. Par ailleurs, le rapport précise qu'un projet d'organisation de crise mutualisée est à l'étude, concernant notamment la fonction d'évaluation des conséquences d'un accident.

L'ASN considère que :

- ***tout agent amené à être mobilisé sur différentes installations doit nécessairement être formé à chaque PUI concerné (utilisation des fiches réflexes, scénarios, ...) ;***
- ***en cas d'accident grave affectant simultanément plusieurs installations du site du Tricastin, la disponibilité des ressources communes à plusieurs installations ne serait pas garantie.***

Le rapport du site du Tricastin souligne que « conformément à la convention applicable depuis le 14 avril 2011, le directeur du site assure, [...] l'alerte des préfetures de la D rôme et du V auduse, la coordination, la communication et de la remontée d'informations sur la situation et son évolution vers les autorités préfectorales et vers le PCD-N A R E V A [...] ». L'ASN rappelle que sur le site du Tricastin, les titulaires de l'autorisation d'exploiter, c'est-à-dire les directeurs des sociétés Eurodif Production, Comurhex, SET, Socatri et AREVA NC, agissent en qualité d'exploitant et qu'à ce titre, ils sont responsables de la mise en œuvre de leur PUI.

L'ASN considère qu'il conviendra de vérifier la cohérence de l'organisation décrite dans le rapport ECS avec l'organisation nationale de crise, notamment le cercle décisionnel faisant intervenir l'exploitant, la préfecture et l'ASN. AREVA devra ainsi clarifier les rôles et les responsabilités respectives du directeur du site et des titulaires des autorisations d'exploiter.

Ces points feront l'objet de prescriptions de l'ASN.

Possibilité d'utiliser les équipements existants

Le rapport dresse l'inventaire des moyens d'intervention figurant dans les PUI des exploitants du site ainsi que des moyens de secours externes auquel il peut être fait appel. Leur disponibilité et leur robustesse en cas de séisme, d'inondation et de cumul de ces deux événements ont été partiellement évaluées.

Concernant les moyens d'alerte, notamment la sirène PPI et le système d'alerte automatique des populations, AREVA n'apporte aucun élément permettant de conclure quant à leur disponibilité en cas d'accident grave.

Concernant les moyens de communication, le rapport indique que la multiplicité des réseaux et la bonne couverture du site augmentent sa capacité à communiquer à l'intérieur et à l'extérieur en cas d'accident grave. En revanche, contrairement aux autres établissements, Socatri ne dispose ni du réseau RIMBAUD, ni de téléphones satellites.

Concernant la surveillance environnementale, AREVA dresse l'inventaire des instruments fixes et portatifs dont dispose le site.

Concernant les locaux de gestion de crise, les Postes de Commandement Direction Locaux (PCDL) de chaque établissement sont dimensionnés au SMS, à l'exception des locaux de Comurhex dont la robustesse n'a pas été étudiée.

Par ailleurs, les locaux de crise ont une autonomie limitée à quelques heures en cas de perte d'alimentation électrique.

L'ASN constate que la SET ne dispose pas de PCDL propre et que l'exploitant utiliserait le PCDL d'Eurodif en cas d'accident grave. Toutefois, la disponibilité de ce local en cas d'accident affectant simultanément Eurodif et SET n'est pas garantie. Ce point fera l'objet d'une prescription de l'ASN.

Des locaux de repli dimensionnés au SMS sont également prévus en cas d'indisponibilité des salles de conduite. En revanche, l'exploitant ne précise pas dans son rapport si les locaux de repli seront équipés de dispositifs de filtration comme le sont déjà les salles de conduite.

L'ASN considère que la conduite des installations sur le site du Tricastin doit être assurée, depuis les locaux de commande ou de repli, jusqu'à l'atteinte d'un état sûr durable. Elle prendra une prescription à cet effet.

Concernant les moyens d'intervention, les moyens en personnel et en matériel du site sont créés pour répondre à deux sinistres simultanés en situation courante et à trois dans des circonstances exceptionnelles alors que l'évaluation complémentaire de sûreté a conduit à envisager jusqu'à 6 situations accidentelles simultanées.

L'ASN prendra des prescriptions demandant aux exploitants du site du Tricastin de renforcer leurs dispositions matérielles et organisationnelles pour prendre en compte les situations accidentelles affectant simultanément tout ou partie des installations du site.

Dispositions envisagées pour renforcer les capacités de gestion d'un accident

AREVA indique que la disponibilité et la fonctionnalité des moyens techniques et humains nécessaires aux interventions en cas d'accidents graves ne peuvent être pleinement assurées en cas de séisme de type SMS. La gestion de crise telle que prévue dans le PUI serait vraisemblablement perturbée par ces indisponibilités. Il en serait de même en cas d'inondation, sachant toutefois que la cinétique de l'événement permettrait la mise en sécurité des installations. Enfin, le cumul d'un séisme et d'une inondation rendrait la capacité d'intervention très limitée voire impossible suivant la vitesse de montée des eaux.

Les exploitants prévoient de réaliser des études diverses relatives à la gestion de crise dans le cadre des situations extrêmes étudiées dans les ECS et portant notamment sur les points suivants : moyens d'alerte et de communication, dispositifs de pilotage nécessaires à la gestion de crise, implantation de moyens de secours et de nouveaux puits, moyens de mitigation de la FLS.

En revanche, les exploitants ne statuent pas et ne s'engagent pas sur la mise en œuvre de dispositifs de renforcement.

L'ASN considère qu'il est essentiel que les exploitants du site du Tricastin renforcent leurs dispositifs organisationnels et matériels en cas d'accident grave. Elle considère que ces renforcements devront prendre en compte les conséquences de tout phénomène dangereux susceptible d'intervenir sur le site du Tricastin et sur les installations voisines, notamment le CNPE du Tricastin (explosif, thermique, toxique, rejets radioactifs...).

Ces points feront l'objet de prescriptions de l'ASN portant notamment sur les locaux de crise, les moyens matériels, les moyens de communication et la coordination entre exploitants voisins, y compris EDF.

Concernant le projet d'organisation de crise mutualisée, AREVA envisage le regroupement des directions et des compétences sûreté/ environnement ainsi que le renforcement de la professionnalisation des équipiers de crise pour les fonctions qualifiées de « mutualisables » (ressources humaines, logistique, évaluation des conséquences d'un accident, ...).

L'ASN considère que la compétence des acteurs de la gestion de crise, notamment concernant chaque PUI du site du Tricastin (fiches réflexes, scénarios,...) devra être acquise avant leur prise de fonction. Les inspecteurs de l'ASN s'attacheront à vérifier ce point lors des inspections qu'ils réaliseront sur le terrain.

Site de La Hague

Organisation de l'exploitant pour gérer l'accident

L'exploitant AREVA NC indique que la gestion des ressources humaines en cas d'accident grave reposerait sur la mobilisation du personnel d'installation, du personnel lié à l'organisation de crise tel que prévue dans le PUI, dont les agents d'intervention (FLS) et des astreintes. Si besoin, cette mobilisation pourrait être complétée par des renforts alternés.

Possibilité d'utiliser les équipements existants au niveau du site

L'exploitant dresse l'inventaire des moyens d'interventions figurant dans le PUI ainsi que des moyens de secours externes auquel il peut être fait appel. Leur disponibilité et leur capacité d'intervention en cas d'accident grave ont été partiellement évaluées.

Concernant les moyens d'alerte, notamment la sirène PPI et le système d'alerte des populations en cas de déclenchement du PPI en phase réflexe, AREVA NC n'apporte aucun élément permettant de conclure quant à leur disponibilité en cas d'accident grave.

Concernant les moyens de communication, leur autonomie serait limitée à quelques heures. Au-delà, AREVA NC envisage le recours à la transmission par porteur ou à des moyens d'alimentation sur batterie.

Concernant la surveillance environnementale, AREVA dresse l'inventaire des instruments fixes et portatifs dont dispose le site.

Concernant les locaux de gestion de crise, le bâtiment FLS abritant le PCD L et le Poste de Commandement de Sécurité (PCS) présentent une robustesse limitée à un séisme d'une magnitude de 5,3. Ce bâtiment comporte plusieurs équipements permettant une gestion de crise dans la durée : couchages fixes, secours électrique, autonomie en eau, surpression filtrée, instruments de contrôles radiologiques. Le hall regroupant les Postes de Commandement Avancés (PCA) au niveau de chaque installation est quant à lui dimensionné au SMS.

Dispositions envisagées pour renforcer les capacités de gestion d'un accident

AREVA NC envisage un renforcement en moyens humains, notamment d'intervention, par une mutualisation avec les autres sites du groupe, sans en préciser toutefois les modalités.

Concernant les moyens matériels, des études diverses relatives à la gestion de crise seront réalisées. Les pistes considérées par l'ASN comme notables sont :

- l'aménagement de locaux abritant l'organisation de crise résistants, en redondance des locaux normalement prévus pour le grément du PCD L ;
- le renforcement des moyens de pompage et d'évaluation de l'impact radiologique autour du site (camions) ;
- le renforcement des moyens de communication internes et externes pour en assurer la disponibilité.

AREVA NC ne statue pas et ne s'engage pas sur la mise en œuvre de dispositifs de renforcement.

L'ASN considère qu'il est essentiel qu'AREVA NC renforce ses dispositifs organisationnels et matériels en cas d'accident grave. Ce point fera l'objet de prescriptions de l'ASN portant notamment sur les locaux de crise, les moyens matériels et les moyens de communication.

Mélox Marcoule

Organisation de l'exploitant pour gérer l'accident

Mélox fait référence dans son rapport à l'organisation de crise décrite dans son PUI. Des précisions sont apportées sur l'organisation de la permanence des fonctions PUI et sur celle de la supervision. La permanence de la supervision englobe la détection et la surveillance des installations afin de déterminer la nature et la localisation d'un événement.

L'organisation et les moyens de crise qui seraient mis en œuvre en cas d'accident sur l'installation Mélox s'appuient sur plusieurs moyens du CEA Marcoule (locaux du PCD-L du CEA Marcoule, FLS et SPR du CEA Marcoule).

Possibilité d'utiliser les équipements existants au niveau du site

L'exploitant dresse l'inventaire des moyens d'interventions figurant dans le PUI ainsi que des moyens de secours externes auquel il peut être fait appel. Leur disponibilité et leur robustesse en cas d'accident grave ont été partiellement évaluées, essentiellement au regard du séisme.

Concernant les locaux de crise, ces derniers sont abrités dans un bâtiment secouru électriquement mais non dimensionné au séisme et non protégé en cas de nuage toxique ou radioactif. Les possibilités de repli envisagées sont soit au PCD du CEA Marcoule, soit dans un autre bâtiment Mélox, tous deux résistants au séisme et confinés.

L'ASN considère que les modalités d'acheminement vers les locaux de repli du site de Marcoule en cas de nuage toxique ou radioactif doivent être pris en compte par Mélox. De plus, la fonctionnalité des locaux de repli doit être assurée au regard de l'organisation du PCDL actuel. L'ASN veillera à ce que ces points soient correctement traités en réponse aux prescriptions relatives à la gestion de crise.

Concernant les moyens de communication internes et externes, Mélox indique que leur diversité devrait assurer l'opérabilité d'au moins l'un de ces moyens. En interne, Mélox envisage le recours à la transmission par porteur.

L'ASN considère que les conditions de travail (ambiance irradiante, toxique, etc.) associées à la transmission par porteur devront être analysées et que le caractère réaliste de ces mesures devra être démontré. Plus généralement, les conditions d'intervention des personnels de gestion de crise feront l'objet d'une prescription de l'ASN.

L'instrumentation technique est quant à elle installée dans un bâtiment dimensionné au séisme.

Dispositions envisagées pour renforcer les capacités de gestion d'un accident

La mise en place de la gestion de crise telle que prévue dans le PUI pourrait être perturbée par des indisponibilités de matériel et de personnel. Au niveau organisationnel, la mobilisation des personnels en renfort alterné permettrait d'améliorer la gestion dans la durée. Concernant les moyens matériels, Mélox propose un inventaire préliminaire des renforcements éventuels, sans pour autant s'engager sur un échéancier de mise en œuvre. Sont évoqués notamment :

- les locaux de crise : tente étanche pré-équipée et mise en surpression livrable en 48 heures ;
- l'acquisition de téléphones satellites supplémentaires ;
- le renforcement des moyens de pompage, de refroidissement et d'alimentation électrique de secours.

Mélox ne statue pas et ne s'engage pas sur la mise en œuvre de dispositifs de renforcement.

L'ASN considère qu'il est essentiel que Mélox renforce ses dispositifs organisationnels et matériels en cas d'accident grave. Ces renforcements doivent tenir compte :

- ***de la nécessaire coordination entre Mélox et le CEA Marcoule pour s'assurer de la disponibilité des moyens communs en cas d'accident grave affectant simultanément ces deux exploitants ;***
- ***des conséquences de tout phénomène dangereux induit susceptible d'intervenir sur Mélox et sur toute installation voisine, notamment le CEA Marcoule (explosion, incendie, fuite toxique, rejets radioactifs, ...).***

Ces points feront l'objet de prescriptions de l'ASN portant notamment sur les locaux de crise, les moyens matériels, les moyens de communication et la coordination entre exploitants voisins.

FBFC Romans

Organisation de l'exploitant pour gérer l'accident

FBFC rappelle l'organisation de crise décrite dans son PUI. Les moyens humains d'intervention propres à FBFC reposent sur des Equipes Intervention Site (EIS) aux compétences multiples : intervention, médical, environnement et radioprotection. FBFC précise que leur disponibilité ne serait pas garantie après séisme.

FBFC ne dispose pas, à ce jour, de moyens d'intervention lourds dédiés au site et postés à plein temps. Le recours aux moyens extérieurs des Sapeurs Pompiers de Romans est donc indispensable.

Possibilité d'utiliser les équipements existants au niveau du site

L'exploitant dresse l'inventaire des moyens d'interventions figurant dans le PUI ainsi que des moyens de secours externes auquel il peut être fait appel. Leur disponibilité et leur robustesse en cas d'accident grave ont été partiellement évaluées, essentiellement au regard du séisme.

Concernant les moyens d'alerte, la sirène PPI est localisée dans un bâtiment dimensionné au SMS mais non secouru électriquement. Par ailleurs, la mise en œuvre d'un système automatique d'alerte des populations en cas de déclenchement du PPI en phase réflexe est en cours, FBFC étant l'un des rares sites à ne pas en disposer à l'heure actuelle.

Concernant les moyens de communication interne et externe, FBFC n'apporte aucun élément permettant de conclure quant à leur disponibilité en cas d'accident grave.

Concernant les moyens d'intervention du site, FBFC précise qu'ils sont entreposés dans un bâtiment non dimensionné au séisme.

Concernant les locaux de gestion de crise, leur robustesse au séisme n'est pas vérifiée. FBFC confirme uniquement la résistance d'une salle de conduite au SMS + 0,5, mais celle-ci n'est pas équipée de moyens de filtration de l'air.

En conclusion, FBFC indique que la disponibilité et la fonctionnalité des moyens techniques et humains nécessaires à l'intervention post-séisme n'est pas garantie. La mise en œuvre de la gestion de crise telle que prévue dans le PUI serait vraisemblablement perturbée par ces indisponibilités.

Dispositions envisagées pour renforcer les capacités de gestion d'un accident

FBFC reconnaît la nécessité de renforcer les dispositifs organisationnels actuels. L'établissement s'engage sur la mise en place d'une équipe locale d'intervention présente sur le site de FBFC disponible 24h/ 24h et 7j/ 7j.

L'ASN considère que ce renforcement est satisfaisant sous réserve que la capacité et les compétences de l'équipe locale d'intervention de FBFC soient adaptées aux spécificités du site de Romans, et que ces moyens soient opérationnels au regard des agressions définies dans les ECS. L'ASN prendra une prescription technique complémentaire à ce sujet.

Concernant les moyens matériels, FBFC propose d'engager un projet « gestion de crise en situation dégradée post-séisme » qui aboutira à la définition de solutions techniques et organisationnelles à mettre en œuvre.

Sont évoqués notamment :

- la qualification sismique et l'autonomie de la sirène PPI ;
- l'acquisition de téléphones satellites supplémentaires ;
- le renforcement des moyens de surveillance/ diagnostic, d'alimentation électrique et d'alimentation en eau.

A l'exception de la mise en place d'une FLS sur son site de Romans, FBFC ne statue pas et ne s'engage pas sur la mise en œuvre de dispositifs de renforcement.

L'ASN considère qu'il est essentiel que FBFC renforce ses dispositifs organisationnels et matériels en cas d'accident grave. Ces renforcements doivent tenir compte des conséquences de tout phénomène dangereux induit susceptible d'intervenir sur FBFC (explosion, incendie, fuite toxique, rejets radioactifs, ...).

Ces points feront l'objet de prescriptions de l'ASN portant notamment sur les locaux de crise, les moyens matériels et les moyens de communication.

6.1.4. Conclusion

Concernant les dispositions générales relatives à la gestion de crise en cas d'accident grave, les rapports remis en 2011 par les exploitants répondent de manière inégale au cahier des charges initial.

L'ILL a clairement identifié les renforcements nécessaires et s'est engagé à les mettre en œuvre, le CEA et AREVA ne statuent pas et ne s'engagent pas sur la mise en œuvre de dispositifs de renforcement, y compris ceux pouvant être réalisés dans un délai rapide.

- pour le CEA, ces dispositions seront identifiées et priorisées après la remise des rapports des centres attendus pour 2012 (CEA Marcoule et CEA Cadarache) et 2013 (Saclay) ;
- pour AREVA, les exploitants s'engagent sur la réalisation d'études diverses relatives à la gestion de crise.

Concernant le CEA, l'ASN considère que les rapports des centres devront évaluer la disponibilité des dispositions organisationnelles et matérielles en cas d'accident grave, y compris les dispositions propres à chaque INB.

Concernant AREVA, l'ASN considère que l'état des lieux sommaire dressé dans les rapports ECS n'est qu'une première étape et que les exploitants devront procéder à des renforcements des moyens et des installations.

A la suite de l'instruction des rapports d'ECS, l'ASN prendra des prescriptions techniques sur les points suivants :

- *les locaux de crise ;*
- *les moyens matériels d'intervention ;*
- *les moyens de dosimétrie opérationnelle, les instruments de mesure pour la radioprotection et les moyens de protection individuelle et collective ;*
- *les instrumentations technique et environnementale ;*
- *les moyens de communication ;*
- *la fonctionnalité des locaux de commande ou de repli ;*
- *la coordination en cas d'accident affectant simultanément tout ou partie des installations relevant d'un même exploitant sur un même site ;*
- *la coordination entre exploitants voisins, au regard des événements accidentels et des effets induits susceptibles d'entraver la bonne mise en œuvre des secours.*

6.2. Gestion des accidents graves par installation

6.2.1 Réacteurs expérimentaux

O siris

L'accident grave redouté est la fusion du cœur (voir § 1).

Organisation de l'exploitant pour gérer l'accident

L'accident de fusion du cœur serait géré à partir du poste de repli qui permet de piloter la ventilation de sauvegarde et le circuit d'appoint d'eau de secours, ainsi que de surveiller en particulier les éléments suivants :

- la détection de la position basse des barres de commande O siris ;
- le niveau d'eau dans la piscine O siris ;
- la température de l'eau dans la piscine O siris ;
- la pression dans l'enceinte ;
- le fonctionnement des équipements de la ventilation nucléaire ;
- les mesures radiologiques de rejets à la cheminée ;
- les débits de dose mesurés par les balises de radioprotection dans l'installation.

En cas de fusion du cœur, la ventilation nucléaire « normale » serait arrêtée manuellement et reprise par la ventilation de sauvegarde (pas de confinement statique) qui permet de maintenir l'enceinte de confinement du réacteur en légère dépression. La ventilation de sauvegarde est dimensionnée au séisme de référence.

Le CEA a examiné les risques potentiels de dégradation du confinement après fusion du cœur. Il considère que le risque d'endommagement de l'enceinte par explosion hydrogène est exclu même en cas de perte de la ventilation. Par ailleurs, la montée en pression dans l'enceinte serait très faible et ne conduirait pas à sa ruine. Le CEA considère que le risque d'accident de criticité est exclu, même en cas de séisme.

Par ailleurs, il a évalué le débit de dose dans l'installation en cas de dénoyage des éléments combustibles. En cas de dénoyage du canal 2, le débit de dose serait de 13,5 Sv/h en bordure de canal et de 0,7 Sv/h à 1 mètre du bord. Le CEA indique que la FLS pourra éventuellement réaliser les appoints d'eau nécessaires à l'aide d'un robot télécommandé.

D'autre part, il convient de noter que la disponibilité des moyens nécessaires à l'intervention de la FLS sur l'installation pour la gestion d'un accident grave sera analysée en 2012.

Identification des facteurs pouvant entraver la gestion de l'accident et des contraintes qui en découlent

Pour ce qui concerne les risques d'incendie induits par un séisme, le CEA retient le cas enveloppe d'un incendie dans le local des équipements » sur une alimentation électrique du réacteur. Or il n'est pas précisé le dimensionnement au séisme des moyens de protection contre l'incendie, ni la vulnérabilité à l'incendie des équipements essentiels.

L'évaluation des agressions induites externes et internes à l'installation a fait l'objet d'un engagement pris par l'exploitant (engagement global CEA).

Conclusion sur les dispositions organisationnelles prévues pour gérer un accident

L'exploitant a proposé de remplacer les portes remises contenant les équipements de la FLS par des portes souples afin de faciliter l'accès à ces matériels pour l'exploitation post-accidentelle.

Mesures existantes pour la gestion d'un accident grave

Pour le suivi de l'installation, le CEA s'est engagé à évaluer la robustesse de l'instrumentation considérée comme important pour le suivi de la situation, à savoir :

- la position des organes de convection naturelle ;
- la température sortie cœur ou température de la piscine réacteur ;
- le niveau de la piscine réacteur.

Conclusion sur les dispositions prévues pour limiter les conséquences (rejets radioactifs ou chimiques) en cas d'accident grave

L'ASN demandera la transmission d'une évaluation complémentaire de sûreté du site de Saclay dans laquelle la question de l'instrumentation environnementale pourra être traitée.

RJH

Les accidents graves redoutés étudiés dans son rapport ECS du RJH sont ceux correspondant à une perte de refroidissement du combustible conduisant à une fusion de celui-ci. Ces situations peuvent être initiées de différentes façon (perte d'alimentations électriques externes et internes, perte de débit de refroidissement, brèches, etc.) et aggravées (perte de confinement, criticité, incendie, etc.)

Dispositions de prévention pour la gestion d'un accident grave résultant d'une perte de refroidissement.

Le CEA met en avant les dispositions de prévention d'un accident grave existantes suivantes :

- les casemates du bloc-eau et les piscines qui participent au maintien du cœur sous eau. Des dispositions de conception permettent en cas de brèche d'équilibrer les niveaux d'eau entre les piscines et les casemates afin d'exclure le risque de dénoyage du cœur ;
- les moyens suivants d'alimentation en eau des piscines du bâtiment réacteur :
 - les capacités EPV et le circuit EPL alimenté par le réseau électrique normal. Le circuit EPL permet le transfert de l'eau entreposée dans les capacités EPV dans les piscines de l'UN ;
 - le circuit ultime de recirculation des fuites collectées dans les casemates du bloc-eau (REU) dimensionné au séisme et alimenté par le réseau électrique normal. Il permet, en cas de brèche, de renvoyer l'eau collectée dans les casemates du bloc -eau vers les piscines du BUR. Ce circuit est alimenté par le réseau électrique externe.

En complément, le CEA envisage les dispositions suivantes pour améliorer la robustesse de l'installation :

- le remplissage permanent d'une capacité EPV du BUA par quelques centaines de mètres cube d'eau : création d'un stockage interne d'eau permettant de réalimenter les piscines sans apport extérieur ;
- l'extension de la fonction du système ultime de recirculation dans les zones attenantes au bloc-eau : collecte puis le relevage des fuites dans les zones attenantes à la piscine réacteur ;
- le dimensionnement au séisme de la partie du circuit EPL permettant d'alimenter la piscine réacteur : accroître la robustesse du circuit d'appoint ;
- la mise en place des capteurs spécifiques afin de rendre possible le suivi du niveau d'eau dans chaque piscine depuis la salle de conduite et le poste de repli (en plus des alarmes existantes liées aux dépassements de seuils) sous réserve que les équipements déjà prévus ne permettent pas d'assurer cette fonction.

Dispositions de limitation des conséquences d'un accident grave

Le CEA indique que pour limiter les conséquences d'un accident grave, le RJH dispose d'une enceinte de confinement et de dispositifs associés.

La gestion du confinement repose sur l'isolement total de l'enceinte de confinement du réacteur et la mise en service d'une ventilation post-accidentelle indépendante des autres réseaux de ventilation, située dans la ZRF et équipée de filtres THE et pièges à iode. Cette ventilation permet de collecter les éventuelles fuites au niveau des traversées de l'enceinte ainsi que le dégonflage de l'enceinte en cas de besoin. Les équipements requis pour gérer le confinement sont dimensionnés au séisme et pilotés depuis la salle de commande ou en dernier recours en local.

Ces actions sont déclenchées automatiquement en cas d'augmentation de l'activité dans le bâtiment réacteur ou manuellement par l'équipe de quart depuis la salle de commande. L'exploitant peut également gérer le risque de surpression dans le hall du bâtiment réacteur en ouvrant depuis la salle de commande une ligne de décompression reliée à la ventilation post accidentelle. Cette action peut aussi être réalisée en local.

Analyse d'un scénario extrême de perte totale de refroidissement conduisant à une fusion du combustible

Le CEA identifie dans son évaluation une situation d'accident grave de fusion sous eau à cinétique « rapide » (en moins de 15 min) en postulant le cumul pénalisant des défaillances de l'ensemble des moyens redondants de sauvegarde actifs ainsi que la fermeture des clapets au refoulement des pompes primaires dès lors que la vitesse des pompes primaires due au volant d'inertie serait insuffisante.

Dans ce cas, une intervention doit être menée consistant en une ouverture locale manuelle des vannes de convection naturelle, dès que possible.

A l'égard de ce scénario au caractère très improbable, il convient de rappeler que les vannes de convection naturelle et la pompe de brassage ainsi que leur jeu de batteries respectif SUS A et SUS B sont retenues par le CEA comme équipements essentiels car ils permettent d'assurer le refroidissement et l'évacuation de la puissance résiduelle en cas de perte de l'alimentation électrique normale (EDF) et de sauvegarde (groupes diesels du réseau MEQ). Ce scénario extrêmement pénalisant permet d'apprécier la cinétique du scénario accidentel hypothétique de fusion sous eau s'il arrivait malgré les mesures de prévention prévues (pompe ultime, vannes de convection naturelle, le tout alimenté par les batteries SUS).

En ce qui concerne les conditions radiologiques dans le hall du bâtiment réacteur, dans les conditions de ce scénario, la hauteur d'eau en piscine assurerait une protection radiologique. La possibilité d'une intervention locale n'est pas a priori irréalisable.

Si le confinement en eau n'était plus assuré malgré la robustesse de la piscine (dimensionnée à un accident explosif de type BO RAX), la fonction de confinement serait assurée par la dernière barrière constituée par l'enceinte du bâtiment réacteur. A ce titre, l'instruction a conclu que les moyens de surveillance et d'actions requis pour maîtriser les rejets dans l'environnement devaient être particulièrement robustes au séisme.

Evaluation des risques liés à l'environnement industriel

Les risques liés à l'environnement industriel ont été examinés. La démarche générale retenue par le CEA est, dans un premier temps, d'identifier, à travers la PGSE (Présentation Générale du Site et de l'Etablissement) de Cadarache et les référentiels de sûreté en vigueur, les installations industrielles, les canalisations de transport de matières dangereuses et les voies de communication (routières, ferroviaires et fluviales) environnantes au site et à RJH (y compris celles présentes sur le site lui-même). Dans un second temps, le CEA a évalué les risques potentiels liés à ces sources d'agression en se basant sur les études existantes pour les INB considérées.

Concernant l'identification des sources d'agression liées à l'environnement industriel (interne et externe), l'instruction a constaté que le CEA ne présentait pas systématiquement les quantités maximales de matière dangereuses mises en jeu. En effet, le CEA évoque la présence d'ICPE internes au site de Cadarache (MADERE, TOTEM...) sans apporter la démonstration de l'absence de risque de ces installations. En outre, l'ECS ne présente pas d'évaluation des conséquences des phénomènes dangereux associés à ces sources d'agression, potentiellement aggravés en cas de séisme ou d'inondation, sur l'INB qui auraient pu être fragilisés par ce même séisme ou inondation.

Pour ce qui est des installations industrielles externes au site de l'INB, l'instruction a mis en avant que le CEA ne disposait pas d'informations suffisantes sur la robustesse de celles-ci vis-à-vis d'un séisme et d'une inondation.

En réponse, le CEA s'est engagé à fournir une évaluation des risques induits liés à l'environnement industriel externe et interne aux sites visés par les ECS. Cette évaluation des risques présentera :

- une identification déterministe, à partir des études de danger, de l'ensemble des situations d'agression liées à l'environnement industriel pouvant impacter les INB visées par l'ECS ;
- une évaluation des conséquences de ces situations sur l'INB, compte tenu de son état après un séisme ou une inondation ;
- une vérification de la robustesse des moyens de gestion de crise vis-à-vis de ces situations.

Il s'agit d'un engagement générique du CEA pour l'ensemble de ses INB.

Evaluation des risques induits par un séisme

Dans le cadre des risques induits par un séisme, l'exploitant a étudié les risques suivants :

- le risque d'incendie interne induit par un séisme ;
- le risque d'explosion induit par un séisme ;
- le risque d'inondation induit par un séisme.

En ce qui concerne l'étude des risques internes à l'INB induits par un séisme, le CEA a spécifié des exigences de non agression des « EIS présentant une exigence de tenue au séisme » en cas d'incendie, d'explosion ou de jet de fluide ; ceci se traduit par des règles de conception des équipements électriques, des circuits d'acide nitrique et des tuyauteries fluides traversant des locaux électriques, lorsque ces matériels sont situés dans des locaux classés « de sûreté ». Vis-à-vis du séisme SDD, des exigences de conservation de l'intégrité ou de l'opérabilité des moyens de protection contre l'incendie (DAI, colonnes sèches, éléments de sectorisation) ont été spécifiées ainsi que l'inertie préventive de la cellule de manipulation de métal liquide. Afin de limiter les effets d'une explosion post séisme, les parcs à gaz seront conçus pour orienter le souffle et les éclats vers une zone dépourvue de cibles de sûreté. Dans les locaux « batteries » des bâtiments classés de sûreté, les détecteurs H2 et les dispositifs de coupure de charge devront rester opérationnels après séisme.

En ce qui concerne le risque d'inondation induite par un séisme, le CEA a conclu que la rupture des circuits de refroidissement normal secondaire et tertiaire non dimensionnés au séisme n'impliquerait pas d'effet falaise, leurs conséquences étant limitées à des éventuels problèmes de circulation limités à des véhicules légers, à un isolement du poste diesel prévu sur la plateforme devant le BMR et des potentielles entrées d'eau dans le bâtiment BMX. Le CEA propose, bien qu'il n'ait pas identifié d'effet falaise, des dispositions complémentaires de prévention et de limitation des conséquences du risque présentées dans la partie dédiée à l'analyse des autres phénomènes naturels extrêmes, à savoir :

- le déplacement du diesel de disponibilité vers une zone hors zone de ruissellement ;
- des adaptations locales des VRD seconde phase de façon à améliorer l'évacuation de l'eau vers le Ravin de la Bête.

Autres risques

Les risques suivants ont également été examinés :

- le risque de dégradation du confinement après fusion du cœur par explosion d'hydrogène ou par percement du radier dont l'exclusion est justifiée dans l'ECS ;
- le risque de re-criticité bien qu'exclu dans le référentiel de sûreté. Au regard de la gestion de ce risque, le CEA valorise un système d'empoisonnement de secours par injection de poison neutronique soluble via une ligne du circuit de réfrigération de sauvegarde du cœur (RUC) manœuvrable depuis le bâtiment des annexes et alimenté par le réseau électrique normal ;

Par ailleurs, le CEA a évalué les conditions d'ambiance radiologique dans les locaux où une action opérateur est potentiellement requise (salle de conduite, poste de repli, raccord pompier externe à l'UN, locaux diesels) et en considérant que les matières nucléaires entreposées dans le bâtiment des annexes sont dénoyées. Ces conditions vérifient celles fixées pour « des zones contrôlées simples au sens du code de travail ».

Pour le RJH, l'ASN demandera que le CEA examine la possibilité de retenir dans le noyau dur des dispositions renforcées, en regard de la limitation des conséquences des accidents graves, les équipements participant à la fonction de « maîtrise des rejets dans l'environnement » et vérifie en conséquence leur robustesse à un séisme allant au-delà du séisme de référence de l'installation.

Phénix

Les situations graves redoutées sont :

- la perte de confinement de sodium susceptible de conduire à un feu de sodium ou à une réaction sodium-eau ;
- un accident de criticité dans le barillet de stockage des assemblages combustibles irradiés ;
- un effondrement des cellules chaudes.

Dans ce cadre, le CEA a analysé, dans son rapport ECS, la robustesse des moyens disponibles dans les situations suivantes, pouvant conduire à un effet falaise :

- des fuites cumulées de la cuve principale, de la cuve double enveloppe et de la cuve d'enceinte primaire, ce qui pourrait conduire à un feu de sodium ;
- une fuite de la cuve du barillet cumulée à un défaut d'intégrité du cuvelage du puits de cuve du barillet, ce qui pourrait conduire à un feu de sodium ;
- un feu de sodium affectant le piège froid primaire en service ;
- une réaction sodium-eau de grande ampleur ;
- un accident mobilisant le terme source radiologique des cellules.

Organisation de l'exploitant pour gérer l'accident

Afin de détecter un feu de sodium, l'exploitant dispose de moyens de surveillance de la teneur en oxygène et du degré d'hygrométrie de l'atmosphère mais également d'une surveillance télévisuelle de la cuve d'enceinte primaire. Le CEA a précisé qu'en cas de dysfonctionnement des moyens normaux de détection des feux de sodium, compte tenu de l'ampleur des feux considérés au titre des effets falaise, les fumées dégagées seront telles que la détection pourra se faire visuellement. En cas de feu de sodium, certains locaux peuvent être inertés et l'installation dispose des moyens adéquats (poudre Marcalina). En cas de feu de sodium dans le puits de cuve du barillet ou au niveau du piège froid primaire, seul l'inertage des locaux pourrait être efficace dans la mesure où l'ambiance chimique ou radiologique ne permettra pas d'intervenir en local avec de la poudre extinctrice.

Aussi, le CEA envisage d'une part, de mettre en place une citerne d'azote mobilisable rapidement et d'autre part, d'aménager un accès dédié aux locaux pour permettre d'amener de la poudre extinctrice via une liaison de type colonne sèche. Il n'envisage pas de moyens complémentaires en cas de fuite concomitante de la cuve principale double enveloppe et d'enceinte primaire, estimant que la robustesse au séisme de la cuve d'enceinte primaire est largement acquise (facteur de marge évalué à 25). Le CEA propose également de faire stationner les deux camions d'intervention incendie FLS (dont un rempli de poudre Marcalina) dans un lieu situé hors d'atteinte des éventuels effets d'un séisme.

En cas de réaction sodium-eau, l'exploitant prévoit d'éventer l'hydrogène produit. Néanmoins, en cas de réaction sodium-eau de grande ampleur, les actions d'intervention seront très limitées, voire impossibles.

En cas de séisme, seule la détection de fuite de sodium au niveau de la cuve double enveloppe et de la cuve du barillet est disponible sur le Système d'Acquisition des Mesures en situation Ultime (SAMU) ayant une autonomie propre de 8 heures et pouvant être réalimenté par un groupe électrogène diesel. Il convient de noter que le CEA s'est engagé à préciser son plan d'actions relatif à des moyens complémentaires d'extinction des feux de sodium tels qu'envisagés dans le rapport ECS.

En cas d'inondation, une réaction sodium-eau pourrait être détectée avec les appareils portables de détection hydrogène de la FLS.

Identification des facteurs pouvant entraver la gestion de l'accident et des contraintes qui en découlent

Dans son rapport d'ECS, le CEA a analysé les éventuelles conséquences de l'impact d'un séisme ou d'une inondation sur la disponibilité des moyens d'intervention, notamment :

- la perte totale des alimentations électriques et de fluides ;
- le sur-accident dû un incendie, une explosion ou un accident de criticité ;
- la dégradation des routes d'accès au centre ;
- la contamination potentielle de l'eau en cas d'inondation ;
- la contamination atmosphérique ;
- la présence de propane dans la zone nord du centre ;
- la présence d'hydrogène dans la centrale ;
- la présence d'eau corrosive (soude) dans la centrale et à proximité ;
- la non garantie de la disponibilité des moyens techniques d'intervention du fait de leur potentielle dégradation à la suite du séisme.

L'évaluation des agressions induites externes et internes à l'installation fait l'objet d'un engagement pris par l'exploitant (engagement global CEA).

Conclusion sur les dispositions organisationnelles prévues pour gérer un accident

Dans son rapport d'évaluation complémentaire de sûreté, le CEA indique que la disponibilité et la fonctionnalité des moyens techniques et humains nécessaires à l'intervention pourraient ne pas être totalement garanties à la suite d'un séisme d'une intensité exceptionnelle : la mise en place de la gestion de crise telle que prévue dans le PUI risque d'être perturbée par des indisponibilités au niveau du matériel et du personnel. Le CEA souligne toutefois la construction engagée d'un bâtiment, dimensionné au séisme et situé hors zone inondable, composé notamment du PC de crise. Par ailleurs, le CEA indique dans l'ECS dédiée à l'installation Phénix, que d'autres mesures complémentaires sont prévues pour améliorer la situation, telles que le stationnement dans des endroits appropriés, notamment hors d'atteinte en cas de séisme, d'un véhicule équipé de matériel portable de radioprotection, de deux camions d'interventions incendie FLS et de moyens de pompage et d'un groupe électrogène. Un téléphone satellite sera également placé au niveau du PC sécurité FLS du centre.

Pour l'installation Phénix en particulier, le CEA a envisagé les dispositions suivantes pour renforcer ses capacités de gestion d'un accident, certaines ayant déjà été mentionnées dans les parties précédentes du présent rapport :

- s'approvisionner en moyens permettant de limiter l'entrée d'eau dans les locaux (boudins anti-inondation) ;
- établir une procédure de préparation des moyens mobiles de pompes en cas de crue ou de pluies annoncées ;
- disposer d'un volume tampon permettant de stocker provisoirement de l'eau potentiellement contaminée avant traitement et rejet dans l'environnement ;
- étudier la mise en place de citernes d'argon ou d'azote et de moyens d'injection pour assurer l'inertage de certains locaux sodium ;
- étudier la mise en place de moyens d'injection de poudre de Marcalina dans les locaux sodium afin d'assurer l'extinction d'un feu ;
- préciser son plan d'actions relatif à des moyens complémentaires d'extinction des feux de sodium.

Ces dispositions visent principalement les moyens de lutte contre les inondations et les feux de sodium.

Par ailleurs, l'exploitant s'est engagé, dans le cadre de l'ECS du centre qui sera transmise en septembre 2012, à examiner l'instrumentation environnementale nécessaire à la gestion de la crise.

L'ASN considère nécessaire que le CEA mette en place les dispositifs complémentaires destinés à la gestion des situations pouvant conduire à des feux de sodium. L'ASN prendra une prescription demandant au CEA de remettre un plan d'actions relatif à la mise en place des moyens complémentaires d'extinction de feu de sodium.

6.2.2. Réacteur exploité par l'ILL

Comme indiqué précédemment, les accidents graves redoutés sont la fusion à l'air et l'accident BORAX.

L'ILL a ainsi présenté dans son rapport d'ECS les mesures pour gérer les accidents visant à garantir :

- le refroidissement du cœur avant et après l'endommagement du combustible ;
- le refroidissement des ECI en piscine ;
- le confinement après endommagement du combustible, soit la maîtrise de rejets dans l'environnement.

Identification des facteurs pouvant entraver la gestion de l'accident et des contraintes qui en découlent

L'ILL considère les facteurs suivants comme pouvant aggraver la gestion d'un accident :

- le séisme, qui pourrait avoir un impact sur les moyens de communication (le PCS actuel est dimensionné au séisme SMS) ;
- l'inondation à une cote de 216,2 m NGF, qui rendrait indisponible le PCS actuel, celui-ci étant dimensionné à une cote de 210,5 m NGF ;
- le cumul séisme et inondation.

L'ILL indique qu'il dispose de consignes particulières d'exploitation dédiées notamment à la gestion de l'installation en cas de séisme ou d'inondation.

L'analyse de la tenue des structures et des équipements, en cas de séisme, d'inondation ou de cumul d'un séisme et d'une inondation est présentée dans les parties « séisme » et « inondation » du présent rapport.

S'agissant de l'impact éventuel lié à l'environnement industriel et aux voies de communication sur les moyens de crise, l'ILL s'est engagé à évaluer ce sujet.

Mesures existantes pour la gestion d'un accident grave

Comme évoqué ci-dessus, la gestion du refroidissement et du confinement sont nécessaires à la gestion d'un accident grave.

S'agissant de la gestion du refroidissement du cœur avant endommagement, l'ILL considère que la maîtrise du refroidissement du cœur repose sur :

- la maîtrise de l'inventaire en eau dans le bloc pile au-dessus des clapets de convection naturelle ;
- la maîtrise du niveau d'eau dans la piscine, au-dessus du bloc pile, la piscine jouant le rôle de source ultime de refroidissement.

La détection d'une perte d'inventaire en eau lourde dans le bloc pile peut s'opérer depuis la salle de contrôle, depuis le PCS ou dans le bâtiment réacteur. Les actions de sauvegarde consistent d'une part, à isoler le bloc pile (en cas de séisme, l'isolement ne serait pas disponible) et d'autre part, à réalimenter le bloc pile en eau à partir du CES qui n'est pilotable que depuis le PCS. Le délai de réalimentation en eau du bloc pile est estimé à 60 minutes en cas de mise en œuvre de moyens externes (motopompe).

S'agissant de la gestion du refroidissement du cœur après endommagement, il faut noter que le cœur pourrait se retrouver dans la piscine du réacteur à la suite de la défaillance du bloc pile. Dans cette hypothèse extrême, la conduite de l'installation consiste alors à maintenir le niveau d'eau dans la piscine toujours au moyen du CES. La procédure de réalimentation est similaire à celle mise en œuvre pour le bloc

pile. Le suivi du niveau d'eau dans la piscine est disponible en salle de contrôle et au PCS. Seule l'information au PCS serait encore disponible après un séisme. Elle serait perdue en cas d'inondation du PCS. Il faut noter que l'exploitant a réalisé une étude qu'il qualifie de très conservative et qui conclut que le cœur fondu ne peut pas traverser le cuvelage du fond de piscine (notamment compte tenu de la différence de température de fusion entre la matrice en aluminium du combustible et l'acier de la piscine). L'exploitant considère en outre que le risque de re-criticité existe mais qu'il ne conduirait pas à aggraver significativement les conséquences d'une fusion du cœur, compte tenu de la profondeur de la piscine et de l'épaisseur des murs en béton.

S'agissant de la maîtrise du refroidissement des ECI dans le canal 2, l'ILL considère qu'elle repose sur :

- la maîtrise de l'inventaire en eau dans le canal 2 ;
- la maîtrise de la fonction «ponte d'urgence» pour l'élément combustible présent dans la hotte de transfert.

L'information relative au niveau d'eau dans le canal 2 est disponible en salle de contrôle et au PCS et l'appoint d'eau est effectué à l'aide du circuit d'eau de secours (CES) depuis le PCS.

D'autre part, l'exploitant indique que la détection d'une perte d'eau dans la hotte peut s'opérer depuis la salle de contrôle, depuis le PCS ou dans le bâtiment réacteur. Une surveillance de la température de l'eau dans la hotte est également disponible. En cas de baisse confirmée du niveau d'eau dans la hotte, le chef de quart peut réaliser des appoints d'eau lourde ou d'eau légère. S'il n'est pas possible de rétablir le niveau d'eau, une ponte d'urgence est réalisée ; cette opération est réalisable depuis la salle de contrôle ou au PCS. Ces dispositifs de ponte sont testés régulièrement. La ponte d'urgence est alors réalisée en 10 minutes. En cas de perte des alimentations électriques secourues, il est également possible de réaliser la ponte manuellement en 30 minutes dans le bâtiment réacteur.

Par ailleurs, la baisse du niveau d'eau dans le canal 2 ou dans la hotte est détectée via l'alarme associée à la mesure de débit de dose au-dessus du canal 2. Le diagnostic peut être confirmé par deux autres capteurs. Ces mesures sont reportées dans le PCS mais seraient perdues en cas de séisme ou d'inondation.

S'agissant de la gestion du confinement, le RHF possède une double enceinte de confinement : une enceinte interne en béton armé et une enceinte externe constituée d'une paroi métallique. L'espace annulaire est maintenu à une surpression de 135 mbar afin d'éviter toute fuite directe de l'enceinte interne vers l'extérieur. La gestion des rejets dans l'environnement consiste alors à :

- maintenir une surpression dans l'espace annulaire entre l'enceinte intérieure en béton et l'enceinte métallique externe, associée au confinement statique. La valeur de surpression est définie en fonction du risque de combustion des sources de neutrons froids et chauds : 15 mbar si la combustion s'est déjà produite ou peut être exclue, 75 mbar ;
- ou limiter la montée en pression dans l'enceinte interne en béton en pratiquant des rejets au moyen du circuit EG (effluents gazeux) équipé de deux lignes de filtration THE et PAI.

La montée en pression dans l'enceinte interne peut être due à un éventuel accident de réactivité à caractère explosif de type BORAX, à la combustion des sources de neutrons froids et chauds ainsi qu'à l'échauffement de l'air du hall par la puissance résiduelle des éléments combustibles irradiés, les transferts de chaleur à travers la double enceinte, les fuites de l'espace annulaire en surpression et l'évaporation de l'eau de la piscine.

La détection d'une ambiance radiologique anormale dans le hall réacteur ou la détection d'un séisme provoque l'isolement automatique de l'enceinte.

Des dispositions permettant d'améliorer la robustesse de l'installation vis-à-vis de la gestion du confinement en cas de séisme ont été retenues dans le cadre des ECS. Celles-ci sont présentées dans la partie «séisme».

Par ailleurs, l'exploitant a évalué le risque hydrogène principalement dû aux « sources de neutrons froids ». L'évaluation conduit à considérer que la concentration d'hydrogène moyenne dans le hall ne dépasserait pas 0,3%, soit le dixième de la limite inférieure d'explosivité de l'hydrogène dans l'air. Cependant les moyens de détection et de gestion d'une fuite de deutérium seraient rendus indisponibles en cas de séisme ou d'inondation.

Mesures de suivi de l'installation (instrumentation requise)

En cas de séisme, la conduite de l'installation s'opère depuis le PCS situé à 170 mètres du réacteur qui constitue le poste de repli. Ce poste de conduite est supposé résister largement à un séisme de niveau SMS et à l'explosion d'un camion citerne sur l'A480. Il dispose d'un système d'épuration d'air et de mise en surpression pour se protéger de toute pollution externe de l'air. Le PCS permet notamment en cas de séisme :

- la surveillance des niveaux d'eau dans le bloc pile, dans la piscine réacteur et dans le canal 2 ;
- la mise en service du CES ainsi que la surveillance du niveau d'eau des sources associées ;
- la surveillance de l'ambiance radiologique dans le bâtiment réacteur et au bas de la cheminée (mesures de débit de dose) ;
- l'alimentation du ventilateur de secours abrité par le PCS qui permet le maintien en pression l'espace annulaire ;
- le dégonflage du hall du bâtiment réacteur en mode passif. Il est rappelé qu'à l'issue du traitement des non-conformités prévu prochainement, il sera possible de disposer du dégonflage actif après un séisme.

Toutefois, les informations disponibles au PCS ne permettent pas de réaliser un véritable diagnostic concernant la fonction « évacuation de la puissance résiduelle ». En effet, l'exploitant ne dispose ni d'information sur l'évolution de la température de l'eau lourde dans le cœur, ni d'information sur la position des clapets de convection naturelle qui sont censés réaliser la fonction lorsque le réacteur est à l'arrêt. A cet égard, l'ILL examinera la possibilité de disposer d'une information relative aux paramètres physiques du réacteur les plus pertinents en regard de l'objectif, en lieu et place d'une information sur l'état des systèmes en charge de la réalisation de la fonction.

De même, les informations disponibles au PCS ne permettent pas de réaliser un véritable diagnostic concernant l'état de la fonction « maîtrise des rejets dans l'environnement ». En effet, l'exploitant dispose uniquement d'une mesure de débit de dose en bas de la cheminée.

L'alimentation du PCS est réalisée depuis un des tableaux auxiliaires non secourus du réacteur. Elle est secourue par un diesel de 100 kVA démarré manuellement, lequel est qualifié au séisme. L'autonomie de ce diesel est de 20 heures à pleine charge. L'ILL estime toutefois qu'en pratique, elle serait supérieure à 40 heures puisque les équipements de forte puissance ne fonctionneront pas en continu, voire pas du tout (réchauffeurs des effluents gazeux, circuit d'eau de secours). De plus, l'appoint en carburant est possible à partir de fuel disponible dans les 2 cuves principales des groupes diesels de l'installation. Le cas échéant, un groupe diesel mobile extérieur peut être mis en place pour réalimenter le PCS, mais l'ILL devrait alors compter sur les moyens mobiles du CEA.

Dispositions envisagées pour renforcer les mesures existantes et études proposées

S'agissant de la gestion d'un accident grave et compte tenu de l'analyse réalisée dans le cadre de l'ECS de l'ILL, l'amélioration majeure pour laquelle l'exploitant s'est engagé consiste en la construction, pour le redémarrage de 2014, d'un nouveau poste de contrôle de secours dénommé PCS 3, avec les exigences suivantes :

- dimensionnement au séisme : SMS avec des marges supérieures à 2 pour couvrir le séisme « ultime plausible », $SMS + \sigma$;
- dimensionnement à 216,2 m NGF : niveau d'eau maximal physiquement possible sur le site ;
- dimensionnement à l'explosion : 80 mbar, correspondant à l'explosion d'un camion citerne GPL 20 tonnes sur l'A480 ;
- dimensionnement aux rayonnements avec comme scénario de référence la fusion du cœur à l'air à chaud ;
- redondance de tous les moyens de sauvegarde, y compris les utilités nécessaires (alimentations électriques notamment).

Pour ce nouveau PCS, l'ILL s'est engagé à :

- prévoir une alimentation électrique sans coupure des équipements participants à la surveillance de l'installation depuis ce PCS 3 ;
- préciser le dimensionnement du PCS 3 vis-à-vis des agressions liées à l'environnement industriel et aux voies de communication et préciser ses exigences fonctionnelles.

L'ILL souligne que ce PCS 3 permettra de gérer tous les types de crise (nucléaire, sismique, inondation, cumul d'agressions) et sera conçu de façon à permettre la mise en œuvre de tous les nouveaux circuits de sauvegarde présentés précédemment dans le présent rapport (CRU, CES, CDS, CEN).

Dans l'attente de la mise en service de ce PCS et afin d'améliorer la situation existante l'exploitant a prévu d'installer, pendant l'arrêt d'hiver 2011-2012, un diesel de secours complémentaire qui sera capable, en cas d'inondation du site, de réalimenter les alimentations électriques normalement secourues permettant d'assurer la surveillance du réacteur et de mettre en œuvre des moyens de secours tels qu'une motopompe. L'ILL s'est engagé à préciser les exigences fonctionnelles de ce diesel complémentaire de secours. Par ailleurs, l'ILL s'est engagé à examiner la possibilité d'assurer une reprise en secours de l'alimentation électrique nécessaire à la surveillance de l'installation depuis le PCS pour faire face à un non-démarrage du diesel dédié à la suite d'un séisme.

Enfin, l'ILL s'est engagé à :

- ajouter dans la piscine un détecteur neutronique fixe, qualifié au séisme, dont l'information sera reportée dans le futur PCS 3, ceci afin d'être informé de l'état critique du cœur qui serait endommagé dans le bloc pile ou dans la piscine ;
- mettre en place deux recombineurs d'hydrogène auto-catalytiques passifs au sommet de l'enceinte et au sommet de la charpente de la source de neutrons froids ;
- mettre en place une instrumentation permettant de disposer d'une information fiable concernant l'évacuation de la puissance résiduelle en cas de séisme au-delà du SMS (pour un séisme égal au SMS + σ) ;
- mettre en place une instrumentation, qualifiée au séisme (à un niveau au moins égal au SMS + σ), permettant de caractériser précisément l'activité radiologique des rejets dans l'environnement en situation accidentelle,
- prendre des dispositions afin d'assurer la disponibilité des données météorologiques et de surveillance radiologiques de l'environnement ;
- l'ILL s'est engagé à compléter ses démonstrations relatives à l'impact d'un incendie ou d'une explosion induits par un séisme.

D'autre part, l'ILL s'est engagé à :

- poursuivre la réflexion relative à la prise en compte des aspects organisationnels et humains des interventions en situations accidentelles ;
- examiner l'opérabilité du mode d'alerte et de grèvement de ses équipiers de crise dans les scénarios d'agressions externes extrêmes étudiés dans l'ECS
- prendre les dispositions pour garantir le renfort de l'organisation de crise par des moyens hors INB

L'ILL a également prévu d'acheter des téléphones satellites.

L'ASN considère que les dispositions proposées devront être réalisées, l'amélioration majeure étant la création d'un nouveau PCS (PCS 3) tenant compte des aléas étudiés dans l'ECS. L'ASN sera amenée à formuler des demandes en ce sens à l'ILL.

6.2.3. Installations du cycle du combustible nucléaire

Site du Tricastin

L'exploitant a présenté dans son rapport d'évaluation complémentaire de sûreté les dispositions mises en œuvre au niveau du site du Tricastin. Celles-ci sont précisées au sous-chapitre précédent.

Site de La Hague

Les situations redoutées identifiées par l'exploitant pour l'établissement de La Hague sont :

- S'agissant des risques dus aux dégagements thermiques des matières radioactives :
 - la perte du refroidissement des piscines d'entreposage des assemblages combustibles des ateliers NPH, C, D et E ;
 - l'arrêt de la rotation des décanteuses pendulaires centrifuges (DPC) des ateliers R1 et T1 ;
 - la perte du refroidissement des cuves d'entreposage des solutions concentrées de produits de fission des ateliers R2, T2, T2C, T2D, SPF5, SPF6, R7 et T7 ;
 - la perte du refroidissement des condenseurs des évaporateurs de concentration des solutions de produits de fission des ateliers R2 et T2 ;
 - la perte du refroidissement des entreposages de conteneurs d'oxyde de plutonium (PuO₂) des ateliers BSI et BST1 ;
- S'agissant du risque d'explosion d'hydrogène de radiolyse :
 - la perte de l'alimentation en air de balayage des cuves d'entreposage des solutions de fines concentrées et des solutions de rinçage basiques des ateliers R1, T1, T2, R7 et T7 ;
- S'agissant des risques de perte du confinement :
 - la perte de l'étanchéité des silos d'entreposage de déchets dits HAO, 130 et de l'atelier STE2-A.

Identification des facteurs pouvant entraver la gestion de l'accident et des contraintes qui en découlent

Les dimensions du site peuvent entraver la gestion des accidents graves se traduisant par des délais importants de mise en place des actions de limitation des conséquences.

La robustesse limitée de certains bâtiments de soutien (FLS, infirmerie, bâtiment administration et bâtiment 148) est également un facteur pouvant entraver la gestion d'un accident grave en créant des désordres matériels ou des pertes humaines.

En situation d'incendie induit par un séisme, l'enfumage des locaux pourrait entraver le bon déroulement des actions de sauvegarde en plus des éventuels désordres causés par le séisme.

Sur les piscines, une défaillance de génie civil (brèche) ou des désordres importants en bord des piscines à la suite d'un séisme sont des facteurs pouvant entraver la gestion de l'accident et notamment la mise en place des moyens prévus pour la limitation des conséquences.

Mesures existantes pour la gestion d'un accident grave

Outre les moyens présentés au paragraphe précédent, l'exploitant dispose de moyens spécifiques pour chaque accident grave redouté.

Perte de refroidissement :

Selon l'exploitant, l'établissement dispose actuellement de sources d'approvisionnement qu'il estime robustes en cas de séisme et procurant une autonomie suffisante permettant le rétablissement des systèmes de refroidissement :

- le bassin Ouest d'une capacité entre 30 000 et 55 000 m³ ;
- le barrage des Moulinets retenant entre 250 000 et 410 000 m³ d'eau ;
- le barrage de Froide Fontaine retenant 5 000 m³ au maximum.

Pour la gestion d'une perte de refroidissement, l'exploitant prévoit la mise en place des moyens suivants :

- l'alimentation en eau des équipements (piscines, cuves PF,... etc.) à partir de motopompes et d'un réseau de tuyaux type pompier mis en place lors de la gestion de la crise et alimenté depuis les sources d'approvisionnement présentées ci-avant ;
- l'alimentation, par un groupe électrogène, d'un ventilateur des fosses d'entreposages de PuO₂. Ces groupes électrogènes possédant une autonomie de plusieurs heures, l'exploitant en prévoit le ravitaillement en gazole à l'aide de citernes mobiles à partir du stock de sauvegarde de l'établissement.

Perte de la rotation des DPC sur les ateliers T1 et R1 :

Dans l'hypothèse où l'on postule la perte de l'alimentation électrique des DPC y compris celle de sauvegarde dans un scénario aggravé, le retour à l'état sûr ultime consiste en une opération de décolmatage des particules solides amalgamées pour les refroidir, qui nécessite :

- de mettre en rotation manuellement le bol de la décanteuse ;
- puis d'injecter de l'eau sous pression à partir d'un réservoir prévu à cet effet.

Ces opérations sont prévues dans l'organisation de crise en place sur l'établissement de La Hague.

Perte de la dilution de l'hydrogène de radiolyse :

Pour la gestion d'un accident grave lié à la perte de la dilution de l'hydrogène de radiolyse, l'exploitant prévoit l'alimentation en air au moyen de bouteilles d'air comprimé. Les raccords entre les tuyauteries de balayage des cuves pourront être réalisés par des tuyaux de jonction mobiles.

Dispositions envisagées pour renforcer les mesures existantes et études proposées

Perte de refroidissement :

En complément des moyens existants sur le site, l'exploitant prévoit d'étudier :

- l'équipement par raccords pompiers de certaines boucles internes des circuits de refroidissement d'appareils nécessitant une action de remédiation dans un délai de 48 heures ;
- l'accroissement du parc de moto-pompes et accessoires associés pour la distribution de l'eau nécessaire à l'atteinte de l'état sûr ultime des installations afin de prendre en compte le caractère aggravé du scénario ;
- l'adaptation des installations de ventilation des entreposages BSI et BST1 pour permettre un refroidissement minimum passif.

L'exploitant envisage également de réaliser des forages pour disposer d'une alimentation en eau à partir de la nappe phréatique.

Perte de la dilution de l'hydrogène de radiolyse :

En complément des moyens existants sur le site, l'exploitant prévoit d'étudier l'implantation de cadres de bouteilles d'air comprimé dans certains bâtiments où une action de remédiation vis-à-vis du balayage de l'hydrogène de radiolyse est nécessaire dans un délai inférieur à 48 heures.

Etudes proposées pour compléter la démarche :

L'exploitant s'est engagé à transmettre une étude transverse relative à la gestion de crise (moyens de pilotage et d'intervention), en intégrant notamment :

- la prise en compte d'aggravants potentiels (incendie, explosion, chute de charge, criticité, présence de matières dangereuses, installations classées pour la protection de l'environnement) qui pourraient réduire le délai d'occurrence des situations redoutées ou perturber les actions de remédiation ;
- l'assurance de l'opérabilité des moyens de crise dans le cadre d'une évaluation globale de l'état du site et de son environnement, pour toutes les agressions considérées dans les ECS dont celles liées aux voies de communication et à l'environnement industriel, incluant les effets induits ;
- l'impact des accidents potentiels de transport sur le site de La Hague sur la faisabilité des actions de gestion de la crise.

L'exploitant s'est engagé à intégrer dans cette étude transverse :

- les moyens permettant de remettre en service dans les meilleurs délais le refroidissement des piscines et des cuves d'entreposage des solutions concentrées de produits de fission ;
- le dimensionnement des moyens d'approvisionnement en eau de l'établissement pour faire face à la fois aux besoins d'eau de refroidissement des ateliers accidentés et aux besoins nécessaires à la lutte contre les incendies et à justifier comment seront priorisées les différents apports d'eau.

L'exploitant s'est également engagé à rendre plus robustes les moyens de réalimentation en eau des piscines et des ateliers abritant des cuves d'entreposage de solutions concentrées de produits de fission pour assurer une réalimentation rapide en eau de ces ateliers et ce depuis un lieu peu sensible, notamment aux éventuels désordres du site (bâtiment écroulé, accident de type ICPE, ...), rejets de matière radioactive ou chimique et augmentation des niveaux de radiation, sans exclure :

- la mise en place des tuyauteries entre, d'une part, les piscines et les ateliers abritant des cuves d'entreposage de solutions concentrées de produits de fission et d'autre part, le bassin Ouest, compte tenu de sa localisation peu sensible à l'état général du site ;
- le pré-positionnement des pompes de récupération de l'eau des bassins des piscines C, D et E accumulée dans le bâtiment et la multiplication des points d'injection d'eau des piscines (C, D, E et NPH). Le cas des évaporateurs de concentration des solutions de produits de fission sera examiné.

L'ASN considère que les moyens de réalimentation en eau des piscines et des ateliers abritant des cuves d'entreposage de solutions concentrées de produits de fission devront être rendus plus robustes pour assurer une réalimentation rapide en eau.

Pour les silos d'entreposage des déchets anciens (INB 33, 38 et 80), l'ASN demandera à AREVA de lui présenter un calendrier afin de procéder aux opérations de reprise des effluents contenus dans les silos dans les meilleurs délais, accompagné de tous les éléments justifiant sa proposition.

L'ASN demandera également à AREVA de proposer un renforcement de la surveillance des silos, des dispositifs techniques, de type enceinte géotechnique ou équivalent, visant à renforcer la protection de l'environnement, afin de prévenir et de limiter les effets d'une fuite de ces silos.

Autres (Mélox, FBFC)

Mélox

Les moyens d'intervention prévus pour chaque situation accidentelle considérée sont décrits dans le PUI. L'exploitation est confiée à des équipes en service continu. Ces équipes sont capables de diagnostiquer et de mener les actions pour sécuriser les installations et elles peuvent à tout moment faire appel à des équipes d'astreinte. De plus, la FLS et le SPR du CEA Marcoule et éventuellement le SDIS peuvent intervenir en renfort.

Les locaux de crise sont situés dans le bâtiment 502 (non nucléaire). Ce bâtiment date d'avant 1992 et n'a pas été dimensionné selon les normes sismiques actuelles. Il n'est pas non plus dimensionné pour protéger les équipes d'un nuage radioactif ou toxique. L'exploitant a donc prévu des solutions de repli soit dans d'autres bâtiments de Mélox, soit au sein du PC de crise du CEA Marcoule.

Dispositions envisagées pour renforcer les mesures existantes et études proposées

Dans le cadre de l'évaluation complémentaire de sûreté, l'exploitant a analysé les conséquences d'accidents graves qui affecteraient tout le site de Marcoule et au-delà. Il en déduit une liste de moyens techniques nécessaires pour remédier autant que possible aux conséquences de différents accidents :

- cas de la perte totale des sources d'eau ;
- cas de la perte de refroidissement dans un entreposage ;
- cas de la perte du confinement.

Cette liste comprend :

- des moyens de pompage (une pompe de capacité 15 m³/h et une de 5 m³/h) ;
- des moyens d'alimentation électrique (1 groupe de 100 kVA, 2 groupes mobiles de 20 kVA, 2 citernes de fuel transportables) ;
- des moyens de refroidissement (une réserve de bore en sacs, un groupe froid et des auxiliaires : 52 kVA) ;
- des moyens de manutention et d'entreposage (un camion tout terrain, des conteneurs maritimes, des plaques d'envol de 2 m) ;
- des moyens de communication (téléphones satellite) ;
- des locaux de crise (tente étanche pré-équipée et mise en surpression).

Conclusions sur les dispositions prévues pour limiter les conséquences (rejets radioactifs ou chimiques) en cas d'accident grave

L'organisation et les moyens de crise qui seraient mis en œuvre en cas d'accident sur l'installation Mélox s'appuient sur plusieurs moyens du CEA Marcoule (locaux du PCD-L du CEA Marcoule, FLS et SPR du CEA Marcoule).

Il est important que l'étude transverse concernant la gestion de la crise que l'exploitant s'est engagé à remettre identifie clairement la disponibilité de ces moyens pour les agressions définies dans les ECS qui impacteraient simultanément l'installation Mélox et d'autres installations implantées sur le site du CEA de Marcoule.

Si la disponibilité s'avère insuffisante, l'exploitant doit se doter de moyens de gestion de crise qui lui soient propres et lui confèrent une autonomie d'intervention vis-à-vis du CEA Marcoule.

Parmi l'inventaire évoqué précédemment, AREVA prévoit de mutualiser certains moyens avec d'autres installations du groupe

Pour Mélox, l'ASN considère que l'exploitant devra prendre en compte le risque d'effet falaise associé à la perte ou à la détérioration du dernier niveau de filtration qui pourrait survenir à la suite d'un incendie dans un local de l'atelier poudres concomitant à un séisme. Elle estime que la capacité de l'exploitant à mettre en place, dans les délais requis, les mesures propres à limiter l'élévation de la température reste un paramètre essentiel. L'ASN prendra une prescription à ce sujet.

L'ASN considère que l'exploitant devra démontrer que, quelle que soit la mutualisation des moyens mise en œuvre, il disposera des moyens nécessaires pour intervenir sur son installation en cas d'accident.

Par ailleurs, l'ASN estime que l'exploitant devra clarifier les conditions de la convention d'intervention passée avec le CEA Marcoule afin que soit garanti son accès immédiat aux informations importantes pour la conduite de l'usine : les alertes météorologiques, les incidents ayant lieu sur les autres installations du site et leurs conséquences. Elle fera une demande en ce sens au CEA.

FBFC

L'exploitant retient deux accidents graves redoutés

- au niveau du bâtiment conversion C1 : la perte de confinement des 6 cylindres d'UF₆ et autoclaves associés en chauffe dans la zone d'émission avec perte du confinement également au niveau du bâtiment engendrant un rejet d'UO₂F₂ et de HF à l'environnement ;
- au niveau de la station HF : la perte de confinement des 2 cuves de HF concentré à 55% implantées dans la station, engendrant un rejet important de HF directement dans l'environnement.

Identification des facteurs pouvant entraver la gestion de l'accident et des contraintes qui en découlent (parades déjà existantes) :

D'une façon générale pour les 2 accidents mentionnés ci-dessus, les principaux facteurs pouvant entraver la gestion de l'accident sont les suivants :

- la perte d'étanchéité d'un circuit contenant l'UF₆ (cylindre, autoclave) ou le HF (circuit d'évacuation du HF produit par la conversion de l'UF₆, cuves de HF), ce qui pourrait générer une fuite d'UF₆ dans le local des autoclaves ou de HF dans la station HF ;
- la perte ou le dysfonctionnement du système de détection d'UF₆, d'uranium ou de HF, ce qui ne permettrait pas une détection rapide du problème ;
- la perte ou le dysfonctionnement de la remontée des alarmes en salle de conduite, ce qui ne permettrait pas une détection rapide du problème ;

- le non démarrage des systèmes d'épuration du HF présent dans l'air des locaux, ce qui générerait des rejets de HF directement dans l'environnement ;
- la défaillance du confinement statique ou du système de filtration de la ventilation du bâtiment Conversion, ce qui générerait des rejets de substances radioactives directement dans l'environnement.

Le moyen de mitigation proposé pour un rejet de HF gazeux dans l'environnement est un arrosage depuis l'extérieur visant à rabattre le nuage de HF.

Pour les deux accidents redoutés, le point faible pour lequel aucune parade n'est proposée actuellement est le report non intégral des alarmes dans les salles de commande ou les locaux de gestion de crise, les reports existants n'étant par ailleurs pas dimensionnés au séisme.

Mesures existantes pour la gestion d'un accident grave

Les moyens de gestion de crise ne sont pas spécifiques aux accidents graves redoutés, mais généraux pour toute gestion de crise.

Mesures de suivi de l'installation (instrumentation requise) :

D'une façon générale, l'exploitant estime que, dès que les installations sont mises à l'état sûr, plus aucune action n'est à mener à l'intérieur. Les éléments importants sont donc :

- la fiabilité du report des alarmes en salle de commande ;
- la fiabilité des systèmes automatiques de mise à l'état sûr des installations, ou l'accessibilité en toute circonstance des systèmes manuels de mise à l'état sûr des installations.

Pour FBFC, l'ASN n'a pas de remarque particulière.

6.2.4. Autres installations

ATPu

Accidents graves redoutés

Les accidents graves considérés par l'exploitant dans le cadre de l'ECS résulteraient d'un séisme au-delà du séisme « majoré » voire d'une inondation au-delà de la crue majorée.

Identification des facteurs pouvant entraver la gestion de l'accident et des contraintes qui en découlent

L'exploitant n'identifie pas de facteur particulier susceptible d'entraver la gestion de l'accident. En particulier, le centre de Cadarache est éloigné de grandes agglomérations ou installations industrielles. La conduite de gaz sous pression la plus proche du centre se trouve à 1,5 km et la canalisation arrivant sur le centre ne présente pas de risque particulier. En cas d'inondation ou de séisme, le centre resterait accessible à partir du réseau routier extérieur.

Mesures existantes pour la gestion d'un accident grave

L'exploitant identifie notamment les moyens d'intervention suivants susceptibles d'être utilisés en cas de survenue d'un accident grave tel qu'un séisme ou une inondation :

- Les dispositifs de coupure de l'alimentation en eau industrielle des installations, ainsi que les dispositifs de coupure de l'alimentation électrique ;
- Les moyens de communication (téléphones satellitaires, réseau hertzien) ;
- Les groupes électrogènes de secours ;
- Les moyens de radioprotection mobiles ;
- Les moyens de pompage, ...

Dispositions envisagées pour renforcer les mesures existantes et études proposées

Compte tenu du démantèlement en cours, l'exploitant ne propose aucune mesure de renforcement des dispositions existantes.

Pour l'ATPu, l'ASN n'a pas de remarque particulière.

Masurca

Pour l'installation Masurca, la perte des alimentations électriques ne conduit pas à un risque d'effet falaise et aucun refroidissement n'est nécessaire compte tenu de l'état actuel de l'installation. Seule la gestion post-sismique est traitée par le CEA.

L'instruction menée par l'IRSN, appui technique de l'ASN, a mis en avant que, contrairement aux conclusions de l'exploitant, il existerait un réel risque de toxicité lié à la présence de sodium sur l'installation, en cas de d'incendie. Ce risque pourrait compliquer la gestion de la situation accidentelle.

Mesures existantes pour la gestion d'un accident grave

Le CEA précise qu'une procédure propre à Masurca a été mise en place afin de définir les premières actions à réaliser en cas de séisme, l'objectif étant d'atteindre un état de repli immédiatement après le séisme et de mener des investigations pour évaluer la situation et pour prendre des mesures conservatoires afin d'assurer le maintien à l'état sûr de l'installation dans la durée.

Les actions à mener sont fonction de l'intensité du séisme. En cas de séisme « faible », c'est-à-dire pour lequel le BSM reste en état et les fonctions sont opérationnelles, les actions consisteront à vérifier l'hypothèse de « bon comportement » de l'installation par des visites de contrôle ciblées sur les points jugés sensibles. En cas de séisme « fort » (dommages significatifs au BSM et nombreuses fonctions inopérantes), des actions de sauvegarde seront mises en œuvre dans le but d'empêcher une éventuelle aggravation du sinistre (incendie, explosion, effondrement, fuites ...). Parmi les actions préconisées, le CEA prévoit de procéder à la coupure des alimentations en électricité, eau, gazole et argon-CO₂ afin d'éviter les risques d'effet indirect suite à un séisme.

Le CEA indique également, qu'en fonction de la nature et de la gravité des dommages subis par l'installation, des actions permettant de limiter, voire éviter la contamination de l'environnement seront effectuées.

En ce qui concerne le risque incendie, compte tenu de la présence de sodium dans l'installation, le risque de réaction sodium-eau en cas d'intervention sur un incendie doit être pris en considération. A ce sujet, le CEA a précisé que l'utilisation d'eau comme moyen de lutte incendie est interdite par les consignes d'intervention de l'installation Masurca.

Le CEA prévoit la coupure manuelle des alimentations en électricité, eau, gazole, argon-CO₂ en cas de séisme. L'instruction souligne que la permanence pour motif de sécurité (PMS) est assurée par une seule personne en heure non ouvrable.

Du fait du risque d'effondrement du bâtiment de stockage et de manutention (BSM) en cas de séisme, le CEA a décidé d'entreposer temporairement les matières fissiles du magasin n°1 du BSM, principal contributeur à l'inventaire des matières radioactives de l'INB au 30 juin 2011, dans l'installation MAGENTA et ce, jusqu'à la mise en service prévue en 2017 d'un nouveau BSM, dimensionné au séisme.

L'ASN considère que l'évacuation des matières fissiles actuellement entreposées devra effectivement être réalisée à court terme. L'ASN prendra une prescription à ce sujet pour en fixer l'échéance.

Par ailleurs, pour ce qui concerne les actions permettant de limiter les conséquences radiologiques dans l'environnement, l'exploitant n'a pas précisé les dispositions concrètes envisagées.

Il a cependant complété la description de la gestion post-sismique. Dans le cas d'un séisme provoquant l'effondrement partiel ou total du BSM et conduisant à un effet falaise, il sera fait appel aux moyens du centre voire à des moyens extérieurs. Dans cette dernière situation, la gestion de crise sera pilotée par le Centre de Coordination en cas de Crise (CCC), qui pourra mobiliser les moyens humains et matériels du GIE INTRA (INTervention Robotique sur Accident). Ce groupe est capable d'acheminer ses équipes et le matériel dans un délai maximum de 24 heures.

L'instruction a montré que le CEA ne disposait d'aucun moyen visant à limiter la contamination dans l'environnement.

En ce qui concerne l'étude des risques liés à l'environnement industriel, la démarche générale retenue par le CEA est, dans un premier temps, d'identifier, à travers la PGSE (Présentation Générale du Site et de l'Etablissement) de Cadarache et les référentiels de sûreté en vigueur, les installations industrielles, les canalisations de transport de matières dangereuses et les voies de communication (routières, ferroviaires et fluviales) environnantes au site et à Masurca. Dans un second temps, le CEA évalue les risques potentiels liés à ces sources d'agression en se basant sur les études existantes pour les INB considérées. En ce qui concerne les risques extérieurs au site du CEA Cadarache (environnement industriel et voies de communication), le CEA conclut à l'absence de source potentielle de risque. En ce qui concerne l'environnement industriel interne au site, le CEA conclut que les INB et ICPE situées dans le voisinage de Masurca n'ont pas d'impact ou un « impact négligeable » sur la sûreté de Masurca.

Dispositions envisagées pour renforcer les mesures existantes et avis de l'ASN

Aucune disposition n'a été proposée par l'exploitant.

En conclusion, l'ASN estime que l'exploitant devait définir précisément les actions à mettre en œuvre sur l'installation Masurca en cas de séisme, en particulier pour limiter la contamination dans l'environnement, en tenant compte du risque toxique lié à la présence de sodium et des conditions d'ambiance liées aux risques de dissémination de matière et de criticité.

A ce titre, l'ASN considère que le CEA devra présenter, dans le cadre du rapport site de Cadarache prévu pour septembre 2012, son évaluation des moyens susceptibles de réduire les conséquences sur l'environnement des situations conduisant, en cas de séisme, à l'effondrement total ou partiel du BSM de Masurca. L'accessibilité et la prise en compte des effets induits tels qu'un incendie ou un accident de criticité devront être intégrées dans l'évaluation. Les moyens de surveillance radiologique de l'ambiance et des rejets seront également considérés.

7. Conditions de recours aux entreprises prestataires

L'accident de Fukushima a montré que la capacité de l'exploitant et, le cas échéant, de ses prestataires à s'organiser pour travailler en conditions d'accident grave est un élément essentiel de la maîtrise de telles situations. Cette capacité à s'organiser est également un élément essentiel dans la maintenance des installations, la qualité de leur exploitation et ainsi dans la prévention des accidents. Ainsi, les conditions de recours à la sous-traitance revêtent une importance particulière et doivent permettre à l'exploitant de conserver l'entière maîtrise et la responsabilité de la sûreté de son installation. Cette importance a également été soulignée par les parties prenantes, notamment le HCTISN, dès le début du processus de rédaction du cahier des charges de l'ASN pour les ECS. Le cahier des charges de l'ASN demandait donc aux exploitants d'analyser les conditions de recours aux entreprises prestataires.

Au-delà, et d'une manière générale, l'ASN considère que la prise en compte des facteurs socio-organisationnels et humains dans la démarche de sûreté est fondamentale et cet aspect est pris en compte aussi bien dans le cadre des contrôles menés par l'ASN qu'à l'occasion des réexamens de sûreté des installations. Le retour d'expérience tiré de l'accident de Fukushima sera également pris en compte dans ce cadre.

L'ASN procède à l'examen des conditions de recours à la sous-traitance dans les installations nucléaires dans le cadre des réunions des groupes permanents d'experts pour les réacteurs nucléaires et les laboratoires et usines, qui ont ainsi examiné en 2010 la stratégie du CEA en matière de management de la sûreté et la radioprotection et en 2011, celle d'AREVA. Elle mène également des inspections ciblées sur ce thème.

7.1 AREVA

Champ des activités concernées

Le cahier des charges de l'ASN pour les ECS demande à AREVA de décrire et de justifier le champ des activités concernées par la sous-traitance et de montrer que ce champ est compatible avec la pleine responsabilité de l'exploitant en matière de sûreté nucléaire et de radioprotection.

AREVA n'a pas précisé dans son évaluation complémentaire de sûreté sa définition de prestataire, ni les nombres de cascades de sous-traitance qu'elle considèrerait admissibles pour être en mesure de les maîtriser. L'exploitant signale toutefois que le chapitre du rapport des évaluations complémentaires de sûreté dédié à la sous-traitance ne concerne pas les entreprises qui ne font que fournir des matériels ou consommables aux sites nucléaires, sans avoir à intervenir sur ces sites.

Le groupe AREVA a défini une liste d'activités qu'il juge préférable de ne pas externaliser, et qui sont les suivantes :

- la production ;
- la gestion des utilités nécessaires à la production ;
- la maintenance du « cœur du procédé » ;
- la maintenance des utilités ;
- la maîtrise d'ouvrage ;
- les services sûreté et radioprotection de chaque site.

Pour la sous-traitance, une particularité du groupe AREVA est de disposer de filiales spécialisées dans l'ingénierie, la prestation de services, la fourniture d'équipements ou la réalisation de travaux particuliers. Aussi, les activités externalisées par chacun des sites nucléaires exploités par une entité du groupe AREVA se décomposent en deux catégories :

- les activités sous-traitées en interne au groupe AREVA, qui représentent entre 40 et 50% du total des activités sous-traitées selon les sites et qui portent en général sur les activités suivantes :
 - les transports de matières radioactives ;
 - la gestion des déchets radioactifs ;

- l'ingénierie, et en particulier l'ingénierie « cœur du procédé » ;
- la laverie des tenues de travail ;
- l'informatique ;
- les activités confiées à des prestataires externes au groupe AREVA, qui représentent entre 50 et 60% du total des activités sous-traitées selon les sites et qui portent en général sur les activités suivantes :
 - la gestion des effluents ;
 - la gestion des déchets non radioactifs ;
 - la maintenance hors « cœur du procédé » ;
 - des prestations d'études ou de conseil ;
 - les contrôles et essais périodiques.

Ces principes généraux ne tiennent pas compte des spécificités de chaque site. Ainsi,

- l'exploitation et la maintenance de certaines activités nucléaires sont sous-traitées sur les sites de La Hague et de Mélox ;
- l'installation Mélox dispose d'un autre prestataire particulier qui est l'exploitant du site CEA de Marcoule, qui gère des services communs à l'ensemble du site comme les services médicaux ou de sécurité ;
- les sites de La Hague, Tricastin et Mélox ont choisi de sous-traiter tout ou partie de la maintenance du « cœur du procédé ».

AREVA présente dans ses rapports d'évaluation complémentaire de sûreté le volume d'activités sous-traitées en terme de coûts, sans toutefois mettre en regard le coût des activités non sous-traitées. Il n'est donc pas possible d'évaluer l'importance de la sous-traitance sur les sites exploités par une entité du groupe AREVA.

Toutefois, les coûts des activités sous-traitées sont présentés. Ils se répartissent sur les sites d'une façon générale selon les proportions suivantes :

- ingénierie : entre 16 et 40% ;
- maintenance : entre 18 et 24% ;
- construction, réseaux, entretien des bâtiments : entre 6 et 20% ;
- transports de matières radioactives : entre 1 et 24% ;
- équipements, composants : environ 10% ;
- assainissement ou démantèlement d'équipements, installations ou locaux : entre 2 et 7% ;
- activités supports (utilités, laverie...) : entre 1 et 12% ;
- gestion des déchets : entre 2 et 4% ;
- certification ISO, qualité, contrôles et essais périodiques : 1% ;
- autres : entre 3 et 6%.

En complément de ces activités, AREVA indique que la sous-traitance de l'exploitation de certaines activités nucléaires (sites de La Hague et de Mélox) représente entre 3 et 6% du coût total des activités sous-traitées.

Gestion des activités sous-traitées

Modalités de choix des prestataires

Le cahier des charges de l'ASN relatif aux évaluations complémentaires de sûreté demande à AREVA de décrire les modalités de choix des prestataires : exigences en matière de qualification des entreprises prestataires (notamment la formation des agents à la sûreté nucléaire et à la radioprotection), formalisation des cahiers des charges et types de contrats, modalités de passation des marchés, dispositions prises pour permettre aux entreprises sous-traitantes et à leurs salariés d'avoir une visibilité à moyen terme de leur activité.

Concernant les modalités de choix des prestataires, le groupe AREVA dispose d'une doctrine générale, qui est un processus « achats », déclinée sur chaque site pour tenir compte des spécificités de chacun d'eux.

Cette doctrine est déclinée en diverses procédures sites, qui portent sur les thématiques générales suivantes (l'intitulé des documents « site » correspondants varie d'un site à l'autre) :

- la rédaction d'un cahier des charges d'appel d'offres ou de demande de prestations ;
- le suivi et la réception d'une commande ;
- l'évaluation des prestataires ou fournisseurs ;
- les conditions de travail des prestataires.

De plus, chaque site dispose de sa propre **base de données « entreprises »** alimentée par une fiche de renseignements généraux sur chaque entreprise et par les fiches d'évaluation établies après réalisation des prestations. Cette base de données permet une présélection (ou évaluation a priori) des entreprises lorsque le site doit passer une commande ou un marché. Il semble toutefois qu'il n'y a pas de mise en commun des bases de données des sites, notamment pour l'évaluation des entreprises qui interviennent sur tout le territoire français.

Il convient de noter que, parmi les prestataires, AREVA distingue ceux qu'il qualifie « d'entreprises stratégiques » qui font l'objet d'un suivi particulier :

- les entreprises réalisant une prestation ayant un impact sur les aspects sûreté, sécurité, santé, radioprotection ou environnement ;
- les entreprises réalisant une prestation présentant un risque avéré technique ;
- les entreprises présentant un risque avéré financier (chiffre d'affaires, taux de dépendance) ;
- les entreprises présentant un risque avéré juridique (situation de monopole...).

Le **processus de choix des prestataires** est commun à toutes les entités du groupe AREVA : l'acheteur (c'est-à-dire le service Achats du site) et le donneur d'ordres (c'est-à-dire le service du site qui a besoin de la prestation) évaluent les réponses aux appels d'offres ou aux demandes de commandes, selon une grille de choix techniques qui portent sur les critères suivants :

- le respect des engagements du prestataire lors de contrats précédemment passés avec le site ;
- la conformité au cahier des charges ;
- la qualité des réponses aux exigences sûreté, sécurité, santé, radioprotection et environnement ;
- les délais et le planning proposés en conformité avec les exigences du prescripteur ;
- l'optimisation de la dosimétrie (lorsque ce critère est applicable) ;
- l'optimisation des déchets générés (lorsque ce critère est applicable).

S'y ajoutent des critères de choix commerciaux qui sont usuellement les suivants :

- le montant total de l'offre ;
- la décomposition des coûts ;
- la qualité de l'offre commerciale ;
- le taux de dépendance de l'entreprise.

Certains sites retiennent également le critère relatif au caractère pérenne du prestataire.

Les critères de choix des prestataires présentés ci-dessus prennent bien en compte les aspects à la fois techniques et commerciaux des réponses apportées par les prétendants aux marchés. Toutefois :

- il ne figure aucun critère clairement affiché sur la maîtrise des cascades de sous-traitance ;
- l'ASN a souvent pu constater, lors de précédentes inspections, que les critères commerciaux pouvaient être davantage considérés, dans le choix final, que les critères techniques.

Dispositions prises pour permettre des conditions d'intervention satisfaisantes pour les entreprises prestataires

Dans son cahier des charges relatif aux évaluations complémentaires de sûreté, l'ASN demande à AREVA de décrire les dispositions prises pour permettre des conditions d'intervention satisfaisantes pour les entreprises prestataires et de décrire l'organisation mise en œuvre pour la radioprotection des intervenants.

Concernant la doctrine et les procédures visant à encadrer le recours aux prestataires, leurs conditions d'accès aux différents sites et leurs conditions de travail sur ces sites, AREVA indique qu'il existe une doctrine au niveau du groupe qui comprend :

- la charte des valeurs, dans laquelle les prestataires sont identifiés comme des parties prenantes, et qui invite à instaurer des relations partenariales durables pour apporter le meilleur niveau de prestations possible ;
- la charte « sûreté nucléaire » qui invite à mettre en place un traitement identique des collaborateurs du groupe et des prestataires en matière de sûreté et radioprotection ;
- l'engagement de développement durable applicable aux fournisseurs, qui demande l'atteinte d'un haut niveau de sûreté, santé et sécurité dans les interventions sous-traitées ;
- la directive pour la maîtrise des conditions de travail « sûreté, sécurité, santé, radioprotection et environnement » avec les contractants ;
- la procédure d'acceptation des entreprises d'assainissement radioactif ;
- l'instruction sur la passation de marchés comprenant des prestations d'assainissement radioactif et de démantèlement.

Cette doctrine « groupe » est déclinée sur chaque site en procédures ou documents d'exploitation (l'intitulé de ces documents varie selon les sites) selon les thématiques générales suivantes :

- la sûreté ;
- l'hygiène et la sécurité ;
- la radioprotection ;
- ce qui est attendu de la part des prestataires en matière de formations, habilitations, documents opérationnels, tenues de travail, équipements, etc. ;
- l'établissement de l'autorisation de travail dont l'obtention est préalable au démarrage des interventions.

En matière de **formation des prestataires**, AREVA indique dans ses rapports que les exigences en matière de compétences, formations et habilitations sont tracées dans les cahiers des charges ou dans les spécifications techniques, sans vérifier s'il y a une vérification exhaustive de ces compétences, formations et habilitations.

AREVA indique que chaque site fournit une formation « accueil sécurité » à tout nouvel arrivant et, au besoin, des actions de sensibilisation ou des formations spécifiques pour des opérations particulières (travail en boîte à gants, par exemple).

Seul le rapport de Mélox signale que les formations dispensées par le site sont obligatoires pour obtenir l'autorisation de travail sur son site.

Modalités de surveillance des activités sous-traitées

Le cahier des charges de l'ASN relatif aux évaluations complémentaires de sûreté demandait de décrire les modalités de surveillance des activités sous-traitées, en particulier la manière dont l'exploitant continue d'assurer sa responsabilité en matière de sûreté nucléaire et de radioprotection.

Les grandes étapes du suivi des prestataires au sein du groupe AREVA sont les suivantes :

- la réunion de lancement de la prestation ;
- les points d'avancement prévus dans le contrat ;
- la réunion de clôture qui trace les éléments de retour d'expérience ;
- le renseignement de la fiche d'évaluation du prestataire, en interne à l'exploitant.

Le suivi des prestataires comprend trois niveaux de surveillance :

- la surveillance technique (niveau 0) ;
- les évaluations indépendantes propres à chaque exploitant (niveau 1) ;
- les évaluations indépendantes par la direction générale du groupe (niveau 2).

Les rapports d'AREVA fournissent des chiffres quant aux visites de surveillance réalisées en 2010, mais de façon incomplète. En particulier, seules les surveillances de niveau 1 sont indiquées par tous les sites (sauf Tricastin). De plus, la comparaison de ces chiffres montre qu'un même nombre de visites de niveau 1 a été réalisé en 2010 sur des sites de tailles et d'enjeux totalement différents.

Toutefois, les rapports n'indiquent pas quelle exploitation est faite des résultats de la surveillance des prestataires, et en particulier, si chaque exploitant réalise un retour d'expérience pour chaque prestataire, lorsque celui-ci dispose de plusieurs contrats, et si un retour d'expérience global de cette surveillance est assuré.

AREVA indique réaliser une évaluation a posteriori de ses prestataires, par le biais d'une fiche d'appréciation de marché (FAM) qui permet d'alimenter la base de données « entreprises » mentionnée au chapitre « Modalités de choix des prestataires » ci-dessus. Cette FAM se base sur les critères suivants :

- la qualité et conformité de la réponse à l'appel d'offres ;
- l'organisation du chantier ou de la prestation ;
- le personnel intervenant (habilitations, formations, expérience...) ;
- la qualité des études réalisées ;
- l'état des lieux et état final du chantier ;
- le respect des exigences techniques ou applicables en matière d'environnement, sûreté et sécurité ;
- les contrôles mis en place ;
- la qualité de la réalisation ;
- la qualité des documents fournis.

Le partage du retour d'expérience entre l'exploitant et les prestataires est fait lors de réunions a priori annuelles, dont le contenu général n'est pas précisé dans les rapports, et qui semblent ne pas être assuré sur tous les sites. Le partage est également réalisé lors des réunions des CHSCT élargis, mais sous une forme non précisée dans les rapports des ECS.

Conclusions sur les conditions de recours aux entreprises prestataires

Seuls deux des quatre rapports des ECS (ceux relatifs à Mélox et La Hague) comprennent une conclusion. Celle-ci reste toutefois très générale et indique que l'exploitant a fait le choix de garder en interne les activités dites « cœur de métier ou compétences » et de choisir des prestataires spécialisés autour de métiers forts, présentant des références dans le nucléaire et un ancrage local. Ainsi, en cas de situation accidentelle aggravée, l'exploitant pourra s'appuyer sur des prestataires ayant une très bonne connaissance des installations, ayant une maîtrise en matière de sûreté, sécurité, santé, radioprotection et de protection de l'environnement pour intervenir sur les installations et étant capables de se mobiliser rapidement.

Compte tenu des éléments mentionnés ci-dessus, l'ASN ne peut se prononcer pleinement sur la gestion de la sous-traitance au sein du groupe AREVA, étant donné que les éléments fournis sont incomplets.

En particulier, AREVA ne précise pas les mesures prises pour donner suite aux demandes et observations formulées par l'ASN lors d'inspections antérieures, en particulier :

- ***les critères de choix et la prise en compte des aspects financiers au regard des critères techniques de sûreté et de radioprotection ;***
- ***les dispositions prises pour assurer une surveillance satisfaisante des prestataires ;***
- ***l'absence d'inspections de la part de la direction générale du groupe sur le thème de la sous-traitance ;***
- ***l'absence de retour d'expérience réalisé sur la base des surveillances de niveau 0 ou 1 des prestataires.***

Par ailleurs, l'ASN note qu'AREVA n'a proposé aucune disposition pour renforcer les exigences relatives aux conditions de recours aux entreprises prestataires.

AREVA a récemment remis un rapport sur la politique de sous-traitance du groupe analysée en particulier en termes de sûreté nucléaire, radioprotection, sécurité au travail et maintien et développement des compétences. AREVA a ainsi identifié des axes d'amélioration visant à :

- ***limiter à 3 les niveaux de sous-traitance pour ses activités d'exploitant et de prestataires ;***
- ***poursuivre son objectif de réduction progressive des doses maximales délivrées ;***
- ***déployer un plan d'actions pour renforcer la participation des intervenants sous-traitants à l'analyse et au partage du retour d'expérience ;***
- ***définir et mettre en place une certification sociale de ses entreprises sous-traitantes.***

L'ASN examinera ce rapport et décidera des suites à lui donner.

7.2. CEA

Champ des activités concernées

Le CEA indique qu'il fait appel à des entreprises extérieures afin « d'accomplir des prestations de service ou des travaux nécessaires à l'exercice de ses missions et de ses activités ou à son fonctionnement et pour lesquelles il ne dispose pas, en interne, des compétences particulières nécessaires ou que celles dont il dispose ne sont pas disponibles pour la mission envisagée lorsque cela serait nécessaire ».

Le champ d'activité concerné par la sous-traitance varie selon les installations nucléaires de base (INB) concernées. Il couvre notamment, selon les INB, les opérations de maintenance sur différents équipements, le suivi en service de certains équipements, les études liées aux projets et leurs modifications, la maîtrise d'œuvre de travaux particuliers, la maîtrise d'ouvrage de travaux particuliers, le suivi qualité de l'installation, la réalisation d'analyse de sûreté ou encore le contrôle qualité des opérations sous-traitées. La maîtrise d'œuvre des opérations d'assainissement/ démantèlement de l'ATPu (INB 32) est assurée par AREVA NC Cadarache. De plus, pour les activités de conception et de construction du Réacteur Jules Horowitz, le CEA a recours à des fournisseurs spécialisés (ingénierie, industriels, entreprises de travaux et de montage).

Il apparaît toutefois que dans certaines installations des activités ne peuvent être sous-traitées. Ainsi, pour l'INB 39 (Masurca), « certaines compétences propres à l'exploitation de l'installation Masurca ne sont pas sous-traitées (ex. conduite du réacteur, gestion des magasins, ...) ». De plus, il n'est pas prévu qu'O siris (INB 40) « fasse appel à des prestataires extérieurs pour des opérations de gestion de crise ou de récupération de situation accidentelle ».

Modalités de choix des prestataires

Le CEA indique que « chaque prestation fait l'objet d'un cahier des charges définissant les besoins de l'unité, les conditions posées à l'attribution du marché, les exigences établies, notamment en matière de sûreté ainsi que le résultat attendu ».

De plus, le CEA précise que les modalités retenues par les soumissionnaires pour respecter les obligations de sécurité en application du code du travail (en matière de santé et de sécurité au travail, notamment de radioprotection) et du code de la défense (notamment en matière de protection et de contrôle des matières nucléaires) font partie des critères de choix des entreprises.

Le CEA dispose de deux outils visant à réaliser une évaluation préalable des fournisseurs :

- la procédure d'évaluation des fournisseurs consiste à recueillir des données permettant de connaître « les caractéristiques des entreprises dans les domaines juridique, financier, technique (domaines de compétences, moyens humains et techniques), organisationnels (qualité, sécurité), commercial (contrats conduits avec le CEA et avec d'autres clients) ». Les données recueillies permettent d'évaluer les prestations (services, fournitures et travaux) réalisées par les entreprises dans le cadre d'un contrat sur la base de la conformité technique par rapport au cahier des charges, du respect des coûts, au respect des délais, au respect de la réglementation (notamment l'environnement, la sécurité, la radioprotection et la sûreté), à la remise de la documentation prévue par le contrat et à la qualité du service client » ;

- pour les opérations d'assainissement radioactif et de démantèlement, la Commission d'Acceptation des Entreprises en Assainissement Radioactif (CAEAR) est un dispositif de qualification des entreprises prestataires. Il est basé sur la connaissance du métier par le prestataire, la gestion des compétences du personnel des prestataires et la prise en compte de la sûreté et de la criticité par l'entreprise sous-traitante et permet au CEA de réaliser « une présélection des prestataires en fonction de critères de sécurité, de technicité et de compétence des opérateurs ». Au terme des différentes étapes de ce dispositif, qui comprend notamment un audit d'évaluation, une acceptation peut être accordée pour une durée maximale de trois ans et pour des domaines bien définis. Le CEA indique que l'élargissement des domaines concernés par la CAEAR à des opérations de conduite d'installation est en cours d'examen.

Les marchés sont attribués sur le principe du mieux-disant, consistant à « choisir l'offre qui présente les meilleures garanties de bon achèvement tout en étant économiquement avantageuse, c'est-à-dire celle qui est le plus en adéquation avec ses besoins et respecte au mieux, à un coût raisonnable, les exigences requises, notamment en matière de sécurité et de sûreté ». Ainsi, le choix du prestataire est réalisé en tenant compte notamment du prix, des capacités techniques du prestataire, des résultats qualité et sécurité et de l'organisation de l'entreprise.

Dispositions prises pour permettre des conditions d'intervention satisfaisantes pour les entreprises prestataires

Le CEA assure la coordination générale des mesures de prévention qu'il prend et de celles prises par le chef de l'entreprise extérieure. A ce titre, il définit des règles et dispositions prises au titre de la prévention des risques et s'assure de leur mise en œuvre.

Le CEA indique qu'une inspection des lieux de travail, des installations et des matériels qui s'y trouvent, est effectuée en préalable à toute intervention de travailleurs d'entreprises extérieures, notamment afin de présenter les risques radiologiques spécifiques à l'installation et aux activités concernées.

En matière de radioprotection, le CEA précise que le chef d'installation « s'appuie sur l'expertise technique du service compétent en radioprotection du CEA (SCR/CEA) et coordonne les interactions entre le SCR et l'entreprise extérieure ». De plus, la personne compétente en radioprotection de l'entreprise extérieure (PCR/EE) « agit sous la responsabilité de son employeur et a la responsabilité de mettre en œuvre les actions liées à la radioprotection définies notamment dans le cahier des charges, le contrat, le plan de prévention et, le cas échéant, la convention signée avec le CEA ».

Le SCR/CEA s'assure que les personnes en charge de la radioprotection de l'entreprise extérieure « se sont approprié le référentiel de radioprotection visé dans le cahier des charges et le plan de prévention et procède, en accord avec le Chef d'installation, aux contrôles nécessaires, sur la base d'un échantillonnage (...) ». Le SCR/CEA peut « suspendre la prestation de l'entreprise extérieure à tout moment dès lors qu'il constate un risque avéré ».

Enfin, le CEA rappelle que « les dispositions de protection radiologique et le niveau de surveillance du personnel sont les mêmes pour tous les travailleurs exposés (CEA et entreprises extérieures) ».

S'agissant de la gestion des compétences des intervenants, le CEA précise diverses dispositions selon les INB. Ainsi, pour O siris, le CEA précise que « des actions de promotion de la culture de sûreté sont mises en place pour les opérateurs ou intervenants extérieurs dans les installations (...) ». Pour Phénix, « il existe un module de formation spécifique pour les prestataires appelés à intervenir sur l'installation (...) ».

Modalités de surveillance des activités sous-traitées

Le CEA précise que le suivi des prestations « s'exerce dans tous les domaines concernant l'exécution du marché (sûreté, sécurité, juridique, technique, social, ...) et fait intervenir, en tant que de besoin, les unités de support des centres ».

Le CEA s'assure que le prestataire et ses éventuels sous-traitants « aient mis en place une organisation adaptée à la nature de la prestation et permettant de répondre aux objectifs de sûreté et de sécurité ».

Les dispositions de surveillance mises en œuvre sont variables selon les INB, mais de manière générale, un agent du CEA est désigné pour chaque prestation. Il assure le suivi et la surveillance des activités sous-traitées et veille au respect des référentiels de sûreté et de sécurité. Pour l'installation Phénix, il est précisé

que « la surveillance d'un prestataire est réalisée par la maîtrise d'œuvre et directement par le CEA ou par un organisme de contrôle extérieur (désigné et surveillé par le CEA) ».

Avis de l'ASN sur les conditions de recours aux entreprises prestataires

De manière générale, il apparaît que les dossiers transmis par le CEA répondent formellement au cahier des charges de l'ASN en présentant les dispositions mises en œuvre pour les quatre thématiques demandées ; champ des activités sous-traitées, modalités de choix des prestataires, conditions d'intervention des prestataires et surveillance des activités sous-traitées.

Toutefois, les éléments transmis appellent les remarques suivantes.

Concernant le champ des activités sous-traitées, il apparaît que les éléments transmis par le CEA ne répondent que partiellement à la demande de l'ASN. D'autre part, une instruction générique récente a mis en évidence que le CEA ne dispose pas d'outils formels permettant d'anticiper les besoins de compétences nécessitant un recours à la sous-traitance.

Le CEA a décrit les dispositions encadrant les conditions d'intervention des entreprises prestataires, notamment dans les domaines de la sécurité et de la radioprotection. En matière de formation, les dispositifs d'évaluation des acquis de formation ne sont pas détaillés.

S'agissant de la surveillance des activités sous-traitées, les éléments présentés apportent peu d'éléments relatifs aux compétences et responsabilités associées à la mission de surveillance des prestataires et aux modalités de professionnalisation des personnels en charge de cette mission.

L'ASN note que le CEA n'envisage pas de disposition particulière pour renforcer ses exigences en la matière, après avoir signalé qu'il n'avait pas identifié de difficulté particulière lors de l'examen des conditions de recours aux entreprises prestataires.

Le CEA a récemment remis un rapport sur la politique de sous-traitance. L'ASN examinera ce rapport et décidera des suites à lui donner.

7.3. ILL

Champ des activités concernées

L'ILL indique que la politique qu'il a mise en place pour exploiter le RHF est basée sur la maîtrise des métiers cœur et des savoirs faire afin de garantir la sûreté et la disponibilité de l'exploitation scientifique demandée. En conséquence, l'ILL assure, avec son propre personnel les opérations suivantes :

- l'intégralité des opérations d'exploitation du RHF ;
- toutes les opérations de maintenance importante (les changements réguliers des doigts de gant, le changement du bidon réflecteur, la cuve du RHF) ;
- l'essentiel des contrôles et essais périodiques (CEP) ;
- les activités relatives à la radioprotection du site et de l'environnement (sous la responsabilité du Service Radioprotection Sécurité et Environnement de l'ILL).

Les activités sous-traitées sont les suivantes :

- les essais très particuliers (tels que les tests des filtres THE et des PAI, réalisés par des prestataires spécialisés qui interviennent d'ailleurs en général sur l'ensemble du parc nucléaire) ;
- certaines opérations de maintenance et de dépannage « classiques »,
 - les études ;
 - la fabrication. ;
 - certaines activités définies ou choisies selon un programme annuel.

L'ILL précise que pour la gestion d'une crise, le CEA pourrait l'assister en mettant à sa disposition des locaux et des moyens de gestion de crise en cas d'évacuation du site, en portant assistance aux blessés et en cas d'incendie (dans l'attente de l'intervention du SDIS).

En résumé, l'ILL indique que le recours aux prestataires est limité aux domaines d'activités qui ne risquent pas de conduire à une perte de responsabilité et d'autonomie.

Modalités de choix des prestataires

Pour le choix des prestataires, l'ILL fait référence à une note d'assurance qualité (NAQ n°12) qui détaille les étapes de sélection des prestataires : constitution du dossier d'appel d'offres, envoi du dossier d'appel d'offres et examen des réponses à l'appel d'offres. Cet examen prend en compte des critères d'assurance qualité tels que l'organisation du fournisseur et le traitement des non-conformités.

Dispositions prises pour permettre des conditions d'intervention satisfaisantes pour les entreprises prestataires

Compte tenu de la nature des interventions et de l'encadrement mis en place grâce au suivi des plans de prévention et des demandes puis des autorisations de travail, l'ILL ne demande pas de qualification particulière en matière de sûreté à ses prestataires. L'ILL mentionne deux dispositions principales qui encadrent la maîtrise des conditions d'intervention des prestataires sur le site :

- une note de sécurité "Dispositions à prendre concernant les entreprises extérieures", prenant comme document de référence le Décret N°92-158 du 20/02/1992 et le Code du Travail articles R 237-1 à 28 ;
- la Note d'Assurance Qualité NAQ N° 34 "Procédure de l'autorisation de Travail". »

Le suivi de la dosimétrie opérationnelle est régi par « les dispositions retenues dans le plan de prévention du ou des prestataires et dans le cadre de chaque autorisation de travail délivrée au prestataire. »

Pour ce qui concerne la formation en radioprotection, l'ILL a créé son propre module de formation qui est présenté aux nouveaux intervenants avant la délivrance de l'autorisation d'accès en zone contrôlée. Ces exigences sont précisées dans des Notes d'Assurance Qualité (NAQ) et consignes de radioprotection et gardiennage.

Modalités de surveillance des activités sous-traitées

L'ILL précise que « comme prévu dans la NAQ N° 34, toute intervention sous-traitée réalisée sur le site est encadrée par le responsable de l'ILL demandeur des travaux, auquel peuvent être associées des personnes de l'ILL en qualité de vérificateurs ou d'assistance, par exemple pour les dispositions relatives à la radioprotection. Chaque prestation peut faire l'objet d'un audit qualité en cours d'intervention et d'une évaluation du sous-traitant. Ces dispositions sont prévues dans l'autorisation de travail délivrée. La NAQ N° 45 "Audit qualité et évaluation des sous-traitants" en précise les modalités d'exécution. »

Ainsi, toutes les interventions de fabrication ou de maintenance des Equipements Importants pour la Sûreté et Matériel à Qualité Surveillée (EISMQS) réalisées en dehors du site ou sur le site sont encadrées par un responsable ILL et réalisées suivant les exigences du Manuel d'Organisation de la Qualité.

L'ILL souligne que les essais et les opérations de maintenance sous-traités (notamment pour ce qui concerne les filtres THE et PAI) restent encadrés par l'ILL, par les équipes exploitation, sécurité et radioprotection

Dispositions envisagées pour renforcer les exigences relatives aux conditions de recours aux entreprises prestataires

A l'issue de l'instruction, l'ILL s'est engagé à poursuivre la réflexion relative à l'organisation de la surveillance des prestataires intervenant dans le cadre d'activités à qualité surveillée.

Compte tenu des éléments qui précèdent, des dispositions déjà prises et de l'engagement de l'ILL à poursuivre la réflexion relative à l'organisation de la surveillance des prestataires intervenant dans le cadre d'activités à qualité surveillée, l'ASN n'a pas de remarque particulière.

8. Conclusion

La démarche des évaluations complémentaires de sûreté étendues aux installations autres que les réacteurs de puissance a porté en 2011 sur 20 installations nucléaires de base constituant un ensemble très diversifié d'installations, tant par leur nature (usines du cycle, réacteurs expérimentaux) que par leur situation : en construction, en cours de mise en service, en fonctionnement, en phase de préparation à la mise à l'arrêt ou à l'arrêt définitif.

Bien que le cadre défini au niveau européen ne vise que les réacteurs de puissance, l'ASN a fait le choix de traiter ces installations comme prioritaires dès 2011, compte tenu de leurs enjeux de sûreté.

La démarche des évaluations complémentaires de sûreté ayant été définie à partir des spécifications des stress tests européens conçues pour des réacteurs de puissance en fonctionnement, des adaptations ont donc été indispensables pour appliquer cette démarche à des installations qui ne présentaient pas les mêmes risques, adaptations qui ont conduit à faire des choix pour traiter au mieux ces 20 installations, dans les délais impartis.

A ce titre, il est essentiel de rappeler que l'évaluation conduite en 2011 ne constitue qu'une première étape dans la prise en compte du retour d'expérience de l'accident de Fukushima qui sera un processus long. Elle a conduit l'ASN à examiner la robustesse des installations au-delà des niveaux d'aléas considérés dans le dimensionnement et demander des premières améliorations de la sûreté. Cette démarche se poursuivra les prochaines années.

8.1. Appréciation générale

A l'issue de l'instruction de ces évaluations complémentaires de sûreté, l'ASN porte les appréciations suivantes sur les rapports qui lui ont été remis pour les installations autres que les réacteurs de puissance.

Concernant AREVA, les installations visées en 2011 sont pour la plupart anciennes et très différenciées, intrinsèquement très différentes des REP. A l'issue de l'instruction qu'elle a menée, l'ASN reconnaît que le processus d'évaluation complémentaire de sûreté, conduit dans un délai contraint, sur des installations très diversifiées et selon un cahier des charges conçu à l'origine pour les REP présente certaines difficultés pour les usines du cycle.

Ce point étant rappelé, l'ASN considère néanmoins que la démarche d'AREVA n'a pas été menée à terme et qu'elle doit être poursuivie pour compléter les améliorations en matière de sûreté à apporter aux installations.

Pour le CEA, l'ASN considère que la démarche d'évaluation complémentaire de sûreté est globalement satisfaisante. Le CEA a ainsi identifié certains axes d'améliorations qu'il pourrait mettre en œuvre. Cette démarche sera complétée, en 2012, par l'analyse des moyens communs de chacun des sites de Cadarache et de Marcoule en particulier, conformément à la décision de l'ASN du 5 mai 2011.

Concernant le réacteur à haut flux exploité par l'Institut Laue-Langevin, l'ASN souligne la qualité du rapport remis. L'ILL s'est attaché à déployer, de façon approfondie, l'ensemble de la démarche d'évaluation des marges, en proposant également un nombre important d'améliorations.

8.2. Enjeux de sûreté

L'ASN considère, à l'issue des évaluations complémentaires de sûreté, que les installations examinées en priorité présentent un niveau de sûreté suffisant pour qu'elle ne demande pas l'arrêt immédiat d'installations. Pour mémoire, les décisions d'arrêt des installations suivantes ont déjà été prises : l'ATPu, Phénix, Comurhex Pierrelatte, les installations anciennes du site de La Hague, Eurodif, Osiris. Le désentreposage des matières fissiles du bâtiment de stockage des matières de Masurca (BSM) doit également être réalisé.

Pour les autres installations, l'ASN demandera aux exploitants de prendre certaines dispositions visant à renforcer la robustesse de leurs installations. Certaines de ces demandes pourront viser des installations en phase de démantèlement, compte tenu de la durée des opérations et des risques associés.

Elles porteront en particulier sur le renforcement de la tenue au séisme, le renforcement de la protection des installations contre le risque d'inondation externe et les dispositions de gestion de crise.

8.3. Améliorations de la robustesse des installations et travaux à venir

Des prescriptions générales applicables à tous les exploitants

La définition d'un noyau dur

A la suite des évaluations complémentaires de sûreté (ECS) des installations nucléaires, menées après l'accident de Fukushima, l'ASN estime nécessaire de rendre plus robuste la sûreté des installations nucléaires vis-à-vis de risques très peu probables mais non pris en compte à ce jour dans le dimensionnement des installations ou après leur réexamen périodique de sûreté.

Il s'agit de doter ces installations de moyens leur permettant de faire face :

- à un cumul de phénomènes naturels d'ampleur exceptionnelle et supérieurs aux phénomènes retenus lors de la conception ou du réexamen de sûreté des installations ;
- à des situations graves, en particulier, en cas de perte des sources électriques ou de refroidissement de très longue durée et pouvant affecter l'ensemble des installations d'un même site.

Ainsi, l'ASN prescrira aux exploitants d'identifier en le justifiant avant le 30 juin 2012 un « noyau dur » de dispositions matérielles et organisationnelles robustes, si nécessaire renforcées, pour garantir le caractère opérationnel de structures et équipements permettant de maîtriser les fonctions fondamentales de sûreté dans ces situations exceptionnelles.

Ces dispositions permettront ainsi d'assurer une protection ultime des installations, avec les trois objectifs suivants :

- prévenir un accident grave ou en limiter la progression ;
- limiter les rejets massifs dans un scénario d'accident qui n'aurait pas pu être maîtrisé ;
- permettre à l'exploitant d'assurer les missions qui lui incombent dans la gestion d'une crise.

Poursuivre les actions pour s'assurer de la conformité des installations

La diversité des situations des exploitants au regard de la conformité conduit à porter une appréciation propre à chacun d'eux.

Concernant AREVA, compte tenu de l'historique des sites et de la grande diversité des installations, l'ASN souligne que les réexamens périodiques de sûreté n'ont pas encore été déployés sur l'ensemble des installations mais qu'ils devront l'être prochainement. L'ASN prescrira ainsi leur réalisation, qui conduira à revoir les référentiels. Elle considère que la situation doit être améliorée et assurera un suivi particulier des actions menées dans ce cadre, en prescrivant leur réalisation et les échéances associées. L'ASN prendra des prescriptions afin que l'ensemble des bilans de conformité soient remis au plus tard le 31 décembre 2014.

Concernant le CEA, depuis les années 90, les INB font l'objet d'examen de conformité à travers les réexamens de sûreté. Le CEA engage les actions nécessaires pour remédier aux écarts constatés. L'ASN considère que les actions menées par le CEA sont globalement satisfaisantes même si les délais de traitement pourraient être améliorés.

Concernant l'ILL, le bilan de conformité effectué est considéré comme satisfaisant par l'ASN. En effet, il a été mené de façon très exhaustive par l'exploitant dans le cadre de la démarche d'évaluation complémentaire de sûreté. L'essentiel des non-conformités résulte de retards dans le traitement des non-conformités identifiées lors du précédent réexamen de sûreté. L'exploitant a proposé un plan d'actions à court terme pour les traiter.

Gestion de crise

Afin d'assurer les missions qui lui incombent en situation d'urgence, l'exploitant doit disposer d'une organisation robuste, notamment vis-à-vis des situations extrêmes étudiées dans le cadre des ECS. L'ASN va donc prescrire aux exploitants d'intégrer, dans le noyau dur des dispositions organisationnelles et matérielles, les éléments indispensables à la gestion de crise, c'est-à-dire les locaux de gestion de crise, les moyens matériels nécessaires à la gestion de crise, les moyens de communication et l'instrumentation technique et environnementale. L'ASN va également demander aux exploitants d'inclure dans ce noyau dur les moyens de dosimétrie opérationnelle, les instruments de mesure pour la radioprotection et les moyens de protection individuelle et collective car les premiers éléments de retour d'expérience de la gestion de crise à Fukushima montrent que ces éléments ont été défaillants.

Les locaux de gestion de crise devront être dimensionnés à des agressions au-delà du référentiel actuel. Ils devront être accessibles et habitables pendant des crises de longue durée et dimensionnés pour accueillir les équipes nécessaires à la gestion du site à long terme. Les locaux de commande sont également des locaux indispensables à la gestion de crise, il est donc important que leur accessibilité et leur habitabilité permettent d'assurer la conduite et la surveillance de l'ensemble des installations d'un même site en cas de rejets de substances dangereuses ou radioactives.

Les événements de Fukushima ont prouvé qu'une agression externe pouvait impacter plusieurs installations d'un même site simultanément. Or, dans les rapports d'ECS, les exploitants ont indiqué que les organisations actuelles ne prennent pas en compte cette possibilité. L'ASN va donc demander aux exploitants de compléter leur organisation de crise afin qu'ils soient en mesure de gérer un événement « multi-installations ». Pour les sites multi exploitants, il est aussi important que les exploitants coordonnent la gestion de crise et limitent l'impact sur les installations voisines. Ce point fera l'objet d'une prescription qui demandera le renforcement de la coordination entre les exploitants d'installations nucléaires mais également non nucléaires.

Enfin, au cours des inspections conduites en 2011, l'ASN a constaté que les sites disposent de conventions avec les entités extérieures pour gérer une situation de crise. Or, les conventions des sites avec les centres hospitaliers sont très fréquemment anciennes, certaines pouvant dater de 1989. L'ASN va donc demander aux exploitants de mettre à jour régulièrement ces conventions et de les tester régulièrement.

Prise en compte des facteurs organisationnels et humains et recours aux prestataires

L'ASN considère que des dispositions complémentaires doivent être prises en matière de gestion des situations d'urgence et de formation du personnel impliqué. Elle demandera ainsi que les exploitants définissent les interventions humaines requises pour la gestion des situations extrêmes étudiées dans le cadre des évaluations complémentaires de sûreté et prennent en compte la relève des équipes de crise et la logistique nécessaire aux interventions.

Par ailleurs, l'ASN demandera aux exploitants de lui transmettre la liste des compétences nécessaires à la gestion de crise en précisant si ces compétences sont susceptibles d'être portées par des entreprises prestataires. Les exploitants devront justifier que leur organisation permet d'assurer la disponibilité des compétences nécessaires en cas de crise, notamment en cas de recours possible à des entreprises prestataires.

Enfin, l'ASN demandera aux exploitants d'assurer à ses personnels susceptibles d'intervenir dans les situations extrêmes une formation et une préparation visant à garantir leur mobilisation au cours de telles situations et de s'assurer que les entreprises prestataires susceptibles d'intervenir dans la gestion de crise adoptent des exigences similaires en matière de préparation et de formation de leur personnel.

L'accident de Fukushima a montré que la capacité de l'exploitant et le cas échéant de ses prestataires à s'organiser pour travailler en condition d'accident grave est un élément essentiel de la maîtrise de telles situations. Cette capacité à s'organiser est également un élément essentiel de la prévention de tels accidents, de la maintenance des installations et de la qualité de leur exploitation. Ainsi, les conditions du recours à la sous-traitance revêtent une importance particulière et doivent permettre à l'exploitant de conserver l'entière maîtrise et l'entière responsabilité de la sûreté de son installation. Sur la base des rapports d'évaluations complémentaires de sûreté, l'ASN considère que la surveillance des sous-traitants exécutant des activités importantes pour la sûreté doit être renforcée, et en particulier que cette surveillance ne peut pas être déléguée. L'ASN a prévu une disposition à cette fin dans le projet d'arrêté fixant les règles générales relatives aux installations nucléaires de base. Par ailleurs, l'ASN estime que la proposition d'EDF, du CEA et d'AREVA de limiter à 3 le niveau de sous-traitance est une suggestion intéressante qui mérite d'être étudiée. Elle recommande que des programmes de recherche sur ces sujets soient engagés, au niveau national ou européen. Enfin, l'ASN va proposer de mettre en place un groupe de travail sur ces sujets rassemblant notamment les exploitants, les organisations syndicales, le HCTISN, le ministère du travail, les ministères chargés de la sûreté nucléaire.

Au-delà, l'ASN considère que le renouvellement des effectifs et des compétences des exploitants, au moment où s'engagent simultanément une relève importante des générations et des travaux considérables à la suite des ECS, est un point fondamental. L'ASN y sera attentive.

Des prescriptions particulières

La diversité des activités des installations du cycle conduit à identifier des situations redoutées d'accidents spécifiques, de nature différente de celles considérées pour les réacteurs. Les exploitants ont dû identifier des situations d'accidents, au-delà des scénarios déjà pris en considération jusqu'à présent et les prendre en compte dans la démarche d'évaluation complémentaire de sûreté.

Installations du cycle - AREVA

Identifier les situations redoutées

AREVA a retenu dans sa sélection des situations redoutées celles dont les cinétiques sont les plus contraignantes pour la gestion de crise.

L'ASN considère que l'analyse des situations redoutées devra être complétée pour prendre en compte le cumul de situations accidentelles et les difficultés d'accès à certaines installations compte tenu du contexte sur le site.

L'ASN demandera à AREVA de compléter son identification des situations redoutées en justifiant les critères de sélection retenus et en tenant compte d'aggravants potentiels.

Renforcer la robustesse des installations vis-à-vis des risques de séisme et d'inondation

Les installations ayant été conçues à des périodes différentes, elles présentent des niveaux de tenue au séisme différents les unes des autres. Il convient donc de distinguer les installations dont l'arrêt est d'ores et déjà programmé à courte échéance et celles dont le fonctionnement peut être considéré à ce jour comme durable.

Pour les installations que l'exploitant souhaitera maintenir en fonctionnement, l'ASN demandera les renforcements nécessaires pour assurer a minima une tenue au séisme majoré de sécurité. Cette prescription concerne les installations de TU5/W, Comurhex, Eurodif, FBFC et certains ateliers de La Hague. Pour les ateliers dont l'arrêt est d'ores et déjà programmé, notamment sur le site de La Hague, l'ASN demandera à l'exploitant de mettre en place des dispositions compensatoires.

Pour le site de Tricastin, l'exploitant devra réévaluer les conséquences sur le site d'une inondation, et éventuellement proposer les mesures nécessaires, pour prendre en compte les différents aménagements réalisés depuis les précédentes études.

Améliorer la gestion des risques

Pour les sites de Tricastin et de Romans, l'ASN demandera à l'exploitant d'étudier et de mettre en œuvre des moyens efficaces de réduction des effets des gaz toxiques, en particulier, d'une fuite de fluorure d'hydrogène gazeux (HF), d'hexafluorure d'uranium (UF₆), de chlore (Cl₂), de trifluorure de chlore (ClF₃).

Pour le site de Tricastin, l'ASN demandera aux exploitants de la plate-forme de prendre les dispositions nécessaires pour assurer une bonne coordination entre eux en cas de crise (prise en compte des risques inhérents aux activités voisines, protection des différents locaux de gestion de crise, adéquation des moyens de gestion de crise).

Pour le site de La Hague, l'ASN demandera à AREVA que soient mis en place des moyens supplémentaires robustes de réalimentation en eau des piscines et des ateliers abritant des cuves d'entreposage des solutions concentrées de produits de fission ainsi que des moyens permettant de remettre en service dans les meilleurs délais le refroidissement des piscines et des cuves d'entreposage.

Pour les silos d'entreposage des déchets anciens du site de La Hague, l'ASN demandera à AREVA de lui présenter un calendrier afin de procéder, dans les meilleurs délais, aux opérations de reprise des effluents anciens. L'ASN lui demandera également d'engager des études de faisabilité en vue de la mise en place de dispositifs techniques, de type enceinte géotechnique ou d'effet équivalent, visant à protéger les eaux souterraines et superficielles en cas de fuite de ces silos.

Installations de recherche et en démantèlement exploitées par le CEA

Renforcer la robustesse des installations vis-à-vis des risques de séisme et d'inondation

Les études complémentaires de sûreté ont confirmé les éléments concernant le risque sismique résultant des récents réexamens de sûreté, montrant que l'installation ATPu et le magasin d'entreposage des matières fissiles du réacteur Masurca étaient insuffisamment dimensionnés à l'égard de ce risque.

En conséquence, l'ASN considère que :

- le démantèlement de l'ATPu doit être terminé dans les meilleurs délais. Au 30 juin 2011, environ la moitié des boîtes à gants avait déjà été traitée ;
- les matières fissiles entreposées dans le magasin du réacteur Masurca doivent être déplacées, dans les meilleurs délais, dans une installation dimensionnée au séisme selon les normes actuelles.

Dans le cas particulier du réacteur Jules Horowitz, il est à noter que cette installation est déjà dimensionnée avec des marges par rapport aux exigences les plus récentes. Toutefois, sa situation actuelle, en cours de construction, a conduit l'exploitant à proposer des améliorations supplémentaires.

Pour les autres installations, l'ASN fera des demandes au CEA portant sur des non-conformités ou études manquantes, en nombre limité, qui devront être traitées.

Les risques liés à l'inondation sont peu importants pour les installations du CEA examinées en 2011. Toutefois, compte tenu de sa sensibilité particulière liée à la présence de sodium en grande quantité, l'ASN demandera que ce risque fasse l'objet d'études complémentaires et d'actions d'améliorations sur l'installation Phénix.

Améliorer la gestion des risques

Pour l'installation ATPu et le magasin d'entreposage des matières fissiles du réacteur Masurca, le risque principal concerne la dissémination éventuelle de matières en cas de ruine des bâtiments. Le risque de criticité ou l'incendie pourraient également rendre plus difficile la gestion de la crise.

Compte tenu de l'état des installations, l'ASN demandera à l'exploitant de :

- disposer, pour l'ATPu, de façon opérationnelle, d'une estimation des quantités de matières radioactives présentes par local et de prendre les mesures nécessaires pour que cette estimation soit disponible, à tout moment, afin de permettre une gestion efficace en cas de situation accidentelle ;
- procéder, pour Masurca, dans les meilleurs délais, à l'évacuation des matières fissiles dans une installation dimensionnée au séisme, à une échéance qui sera fixée par prescription de l'ASN. Le CEA s'est engagé par le passé, envers l'ASN, à procéder à cette évacuation au plus tard fin 2013.

Pour les réacteurs (Jules Horowitz, Phénix et Osiris), le risque principal est la perte de refroidissement. Toutefois, les délais avant un éventuel effet falaise sont importants.

L'ASN demandera que les améliorations identifiées pour le RJH, afin de renforcer le refroidissement d'ultime secours dans le cas des situations les plus extrêmes de perte multiple d'équipements redondants, soient mises en œuvre.

Enfin, l'ASN demandera que des dispositions complémentaires soient prises pour assurer, en toutes circonstances, le report des informations techniques et environnementales essentielles, dans un local permettant la gestion de la situation accidentelle.

Installation de recherche exploitée par l'ILL

Renforcer la robustesse des installations vis-à-vis des risques de séisme et d'inondation

Des non-conformités en matière de comportement sismique ont été identifiées. La plupart résulte de retards dans le traitement des suites du dernier réexamen de sûreté. L'ASN demandera qu'une remise en conformité soit engagée à très court terme ; certaines actions sont d'ores et déjà en cours.

Le risque d'inondation a été étudié de façon conservatrice par l'exploitant ; il constituerait un risque majeur en cas de ruptures multiples de barrages sur le Drac, notamment en termes de gestion de crise compte tenu de la perte de plusieurs moyens d'information et d'intervention. L'exploitant a proposé la construction d'un nouveau PC de crise, disposant de moyens d'information et d'intervention, dimensionné au séisme et à l'abri de l'inondation même en situation extrême. Dans l'attente, l'ASN demandera que des améliorations transitoires soient mises en place.

Améliorer la gestion des risques

Concernant la perte de refroidissement, il apparaît que les délais avant un éventuel effet falaise sont importants, sauf en cas de brèches significatives résultant d'un séisme. Les principaux risques sont liés à l'effet sur l'installation d'agressions externes extrêmes (inondation, séisme). L'ASN demandera que les améliorations prévues soient réalisées à court terme, comme l'a proposé l'exploitant, notamment en ce qui concerne les moyens de gestion d'une situation accidentelle. En particulier, des dispositions complémentaires devront être prises pour assurer, en toutes circonstances, le report des informations techniques et environnementales essentielles, dans un local permettant la gestion de la situation accidentelle.

Références

Décisions de l'ASN du 5 mai 2011

- AREVA NC 2011-DC-0217
- EURODIF 2011-DC-0218
- SOCATRI 2011-DC-0219
- FBFC 2011-DC-0220
- SET 2011-DC-0221
- COMURHEX 2011-DC-0222
- MÉLOX 2011-DC-0223
- CEA : RJH, Masurca, ATPu, O siris et Phénix 2011-DC-0224
- ILL : 2011-DC-0216

Note méthodologique

- AREVA : COR ARV 3SE DIR 11-030 du 30/ 05/ 2011
- CEA : MR/ DPSN/ SSN/ 2011 N°091/ JC du 31/ 05/ 2011
- ILL : D Re BD/ cgj 2011-0418 du 27/ 05/ 2011

Rapport de l'IRSN sur les notes méthodologiques: IRSN 2011-4

Courriers d'engagements pour la réunion des GP du 6 juillet 2011

- AREVA : COR ARV 3SE DIR 11-033 du 04/ 07/ 2011
- CEA : MR/ DPSN/ SSN/ 2011-106 du 04/ 07/ 2011
- ILL : D Re VC/ ie 2011-0504 du 01/ 07/ 2011

Avis du GP : CODEP-MEA-2011-038316 du 07/ 07/ 2011

Lettres de suites après la réunion des GP du 6 juillet 2011

- AREVA : CODEP-DRC-2011-038640 du 19/ 07/ 2011
- CEA : CODEP-DRC-2011-041306 du 22/ 07/ 2011
- ILL : CODEP-DRC-2011-039710 du 19/ 07/ 2011

Rapports des évaluations complémentaires de sûreté

- AREVA : COR ARV 3SE DIR 11-043 du 13/ 09/ 2011
 - FBFC (réf. interne FBD R-11-202 du 12/ 09/ 2011)
 - TRICASTIN (Réf interne TRI-11-000845 du 08/ 09/ 2011)
 - MÉLOX 622 SU AQG XX NTE X 06372 du 12/ 09/ 2011
 - LA HAGUE HAG 0 000011 20114 du 09/ 09/ 2011
- CEA : Lettre AG/ 2011-0330 du 13/ 09/ 2011
 - ATPU CEA/ DEN/ CAD/ DIR/ CSN DO 570
 - RJH CEA/ DEN/ CAD/ DIR/ CSN DO 575
 - MASURCA CEA/ DEN/ CAD/ DIR/ CSN DO 574
 - PHENIX CEA/ DEN/ MAR/ DEIM/ SEP/ MSQE DO
 - OSIRIS/ ISISCEA/ DEN/ DANS/ 11-42
- ILL Rapport RHF n°399 (transmis par courrier ILL D Re HG/ cgj 2011-0641 du 15/ 09/ 2011)

Rapport IRSN : IRSN N°679 (tomes 1 et 2)

Courriers d'engagements pour la réunion des GP des 8, 9 et 10 novembre 2011

- AREVA : COR ARV 3SE DIR 11-057 du 02/ 11/ 2011
- CEA : MR/ DPSN/ SSN/ 2011/ 158 du 27/ 10/ 2011 + MR/ DPSN/ SSN/ 2011-165/ JC du 15/ 11/ 2011 (complémentaire)
- ILL : D Re/ BD/ gl 2011-0800 du 04/ 11/ 2011

Avis des GP suite à la réunion des 8, 9 et 10 novembre 2011 (CODEP-MEA-2011- 063263 du 16/ 11/ 2011)

GLOSSAIRE

ACC	Atelier de Compactage des Coques et embouts (AREVA NC - La Hague)	C1	Atelier de l'usine de FBFC (AREVA)
ACQ	Activité Concernée par la Qualité	C3	Derniers portiques de sortie pour le personnel d'un CNPE
AD1/ BDH	Atelier Décontamination 1 / Bâtiment de décontamination de La Hague (AREVA NC - La Hague)	CABRI	Réacteur de recherche (CEA - Cadarache)
AG	Accident grave	CAEAR	Commission d'Acceptation des Entreprises en Assainissement Radioactif
AMT-C	Agence de Maintenance Thermique - Centre (EDF)	CBMS	Cote majorée de sécurité. Conjonction de la marée maximale calculée et de la surcote marine millénale pour les sites fluviaux.
AP2	Atelier de l'usine de FBFC (AREVA)	CCAG	Cahier des Clauses Administratives Générales
APE	Approche par état	CCI	Core concrete interaction
APEC	Atelier Pour l'Évacuation du Combustible (EDF - Creys-Malville - Isère)	CDS	Circuit de dégonflage sismique (ILL - RHF)
APR	Arrêt Pour Rechargement	CEA	Commissariat à l'Énergie Atomique et aux Énergies Alternatives
AQ	Arrêté Qualité	CEFRI	Comité français de certification des Entreprises pour la formation et le suivi du personnel travaillant sous rayonnements ionisants
AREVA	Groupe industriel intervenant notamment dans le cycle du combustible et la fabrication d'installations nucléaires	CENTRACO	CENtre de TRAitement et de COnditionnement de déchets de faible activité (SO CODE I - Marcoule)
ASG	Alimentation de secours des générateurs de vapeur	CEP	Contrôle et essais périodiques
ASN	Autorité de sûreté nucléaire (Autorité de sûreté nucléaire française)	CERCA	Compagnie pour l'Étude et la Réalisation des Combustibles Atomiques
ATALANTE	ATelier Alpha et Laboratoire pour les ANalyses de Transuraniens et Etudes de retraitement (CEA - Marcoule)	CES	Circuit de sauvegarde (ILL - RHF)
ATPu	Atelier de technologie du Plutonium à Cadarache (CEA)	CFI	Système de filtration de l'eau brute
BAG	Bâtiment des Auxiliaires Généraux	CHICADE	CHImie Caractérisation des Déchets (CEA - Cadarache)
BàG	Boîte à gants	CHSCT	Comité d'Hygiène, de Sécurité et des Conditions de Travail
BAN	Bâtiment des Auxiliaires Nucléaires	CIA	Conduite incidentelle et accidentelle
BAS	Bâtiment des Auxiliaires de Sauvegarde	CIESCT	Comité Inter-Entreprises sur la Sécurité et Conditions de travail
BCB	Bâtiment contrôle-bureau du réacteur Phénix (CEA)	CIGEO	Projet de stockage des déchets de haute et moyenne activité à vie longue (ANDRA)
BDS	Bâtiment de contrôle et de Sécurité (EDF)	CIPN	Centre ingénierie du parc nucléaire
BES	Bâtiment d'entretien de site	CLI	Commission Locale d'Information
BK	Bâtiment combustible	CMM	Crue millénale majorée
BL	Bâtiment électrique	CMS	Cote majorée de Sécurité
BMN	Bâtiment Matières nucléaires	CNEPE	Centre national d'équipement de production d'électricité
BORAX	Type d'accident de réactivité de nature explosive	CNPE	Centre Nucléaire de Production d'Électricité
BR	Bâtiment Réacteur	CNR	Compagnie Nationale du Rhône
BSI	Bâtiment de stockage international (AREVA NC - La Hague)	CNRS	Centre National de la Recherche Scientifique
BSM	Bâtiment de stockage et manutention du réacteur (CEA - MASURCA)	COGEMA	COmpagnie G Énérale des MAtières nucléaires (groupe AREVA, devenue AREVA NC)
BST1	Bâtiment de stockage 1 (AREVA NC - La Hague)		
BTU	Fours de frittage (AREVA - FBFC)		
BUA	Bâtiment des unités annexes (CEA - RJH)		
BUR	Bâtiment de l'unité réacteur (CEA - RJH)		

COMURHEX	Société pour la CO nversion de l'URanium en métal et en HEXafluorure (groupe AREVA)	EEV/ SE	Entreposages de conteneurs de produits de fissions vitrifiés (AREVA NC - La Hague)
COPM	Centre opérationnel production marchés	EIS	Élément Important pour la Sûreté
CP0	Palier 900 MWe 1 ^{ère} génération (6 unités)	EL4D	Réacteur à eau lourde situé à Brennilis en cours de démantèlement (EDF)
CP1	Réacteurs CPY 1 ^{er} train : Tricastin, G ravelines, D ampierre et Blayais	ELAN 2B	Ancien atelier de fabrication de sources radioactives (AREVA NC - La Hague)
CP2	Réacteurs CPY 2 ^{ème} train : Saint-Laurent B, Chinon B et Cruas	ELC	E quipe Locale de Crise
CPY	Palier 900 MWe 2 ^{ème} génération (28 unités)	ELPI	E quipes Locales de Première Intervention
CRAB	Circuit de Refroidissement Arrêt Barre (ILL - RHF)	EN	Normes Européennes
CRF	Eau de circulation (eau brute)	END	Examens non destructif
CRU	Circuit de renoyage ultime (ILL - RHF)	EP	Essai périodique
CSA	Centre de Stockage de l'Aube (ANDRA)	EPR	E volutionary Pressurized water Reactor
CSM	Centre de Stockage de la Manche (ANDRA)	EPS	E tude Probabiliste de Sûreté
DAI	Détection automatique incendie	ERDF	E lectricité Réseau D istribution France
DCH	Direct Containment Heating (échauffement direct de l'enceinte)	ESRF	E uropean Synchrotron Radiation Facility (synchrotron implanté à Grenoble)
DCL	Conditionnement salle de commande et locaux électriques	ESS	Événement Significatif pour la Sûreté
DEGUSSA	Fours de frittage (AREVA - FBFC)	ETY	Système de recombinaison d'hydrogène
DEMC	Direction exploitation des moyens communs (AREVA NC La Hague)	EUR	E uropean Utilities Requirements
DETR	Direction exploitation traitement recyclage (AREVA NC La Hague)	EURODIF	usine EURO péenne d'enrichissement par D Iffusion gazeuse au Tricastin (groupe AREVA)
DI	D emande d'Intervention / D irective interne	EVU	E vacuation ultime de la chaleur du bâtiment réacteur
DIB	D échets industriels banals	FARN	F orce d'Action Rapide Nucléaire
DP	D emande Particulière	FAVL	F aible Activité et Vie Longue (déchets FAVL)
DPC	D iagnostic Première Cause	FBFC	Société Franco-Belge de Fabrication de Combustibles à Pierrelatte et Romans-sur-Isère (groupe AREVA)
DPC	D écanteuse Pendulaire Centrifuge (La Hague)	FEP	F iche d'E valuation des Prestataires
DRP	Atelier D irection Ressource Programme (AREVA - Eurodif)	FIS	F onction importante pour la sûreté
DSD	D emi Séisme de D imensionnement	FLS	F ormation Locale de Sécurité
DT	D irective Technique	FOH	F acteurs O rganisationnels et Humains
DTG	D irection technique générale	FRAMATOME	Société de fabrication de chaudières nucléaires (devenue AREVA NP)
DUS	D iesel d'Ultime Secours	GAEC	G uide d'action des équipes de crise
DVC	V entilation salle de commande	GB I	Usine d'enrichissement de l'uranium G eorges Besse I, exploitée par E UROD IF (groupe AREVA), mettant en œuvre le procédé de diffusion gazeuse
EAS	A spersion E nceinte	GB II	Usine d'enrichissement de l'uranium G eorges Besse II, exploitée par la société d'enrichissement du Tricastin (SET, groupe AREVA), mettant en œuvre le procédé d'ultracentrifugation
EAU	Baie du système d'instrumentation de l'enceinte pour les auscultations et mesures sismiques	GCA	G rand Canal d'Alsace
ECC	E ntreposages des colis compactés de coques et embouts (AREVA NC La Hague)		
ECI	E léments combustibles irradiés		
ECS	E valuation complémentaire de sûreté		
EDAC	E nsemble de détection et d'alarme criticité		
EDF	E lectricité D e France		

GCT-a	Groupe de Contournement à la Turbine - atmosphère	ISIS	Réacteur de recherche (CEA - Saclay)
GE	Groupe électrogène	ISO	International Standard Organisation (organisation internationale de normalisation)
GEF	Groupe électrogène fixe	ITER	International Thermonuclear Experimental Reactor (projet de réacteur expérimental international de fusion nucléaire qui sera implanté à Cadarache)
GEM	Groupe électrogène mobile	ITS	Instruction temporaire de sûreté
GES	Groupe électrogène de secours	JAC	Production d'eau incendie classée
GIAG	Guide d'Intervention en Accident Grave	JPD	Distribution d'eau incendie (dans les bâtiments)
GIE INTRA	Entreprise d'intervention robotique sur accident	JPI	Protection Incendie îlot nucléaire
GMPP	Groupe MotoPompe Primaire	JPP	Protection d'eau incendie
GP	Groupe permanent d'experts (placé auprès de l'ASN)	KRT	Système de mesure d'activité (Radioprotection)
GPR	Groupe permanent d'experts pour les Réacteurs nucléaires (placé auprès de l'ASN)	LDP	Ligne de décharge du pressuriseur
GUS	Groupe électrogène d'ultime secours	LECA	Laboratoire d'Examen des Combustibles Actifs (CEA - Cadarache)
GV	Générateur de vapeur	LECI	Laboratoire d'Essai sur Combustibles Irradiés (CEA - Saclay)
H1	situation de perte totale de la source froide sur un REP	LEFCA	Laboratoire d'Études et de Fabrications expérimentales de Combustibles nucléaires Avancés (CEA - Cadarache)
H3	situation de perte totale des alimentations électriques secourues sur un REP	LHA	Laboratoire de Haute Activité (CEA - Saclay)
HA/ DE	Atelier de séparation de l'uranium et du plutonium des produits de fission (AREVA NC La Hague)	LII	Limite inférieure d'inflammabilité
HA/ PF	Atelier de concentration et d'entreposage des produits de fission (AREVA NC - La Hague)	LLS	Turboalternateur de secours
HAO	Atelier Haute Activité Oxyde (AREVA NC - La Hague)	LPC	Laboratoire de Purification Chimique (AREVA NC - Cadarache)
HCTISN	Haut Comité pour la Transparence et l'Information sur la Sécurité Nucléaire	LTC	Local technique de crise
HERCA	Head of European Radiation Control Authorities (réunion des responsables des autorités européennes de contrôle de la radioprotection)	LUDD	Laboratoires, Usines, Déchets et Démantèlement
HF	Fluorure d'hydrogène	MAD/ DEM	Mise à l'Arrêt Définitif et Démantèlement (procédure INB)
ICB	Interaction Corium Béton	MAGENTA	MAGasin d'ENTreposage Alvéolaire (installation d'entreposage de matières nucléaires - CEA - Cadarache)
ICPE	Installation Classée pour la Protection de l'Environnement	MASURCA	MAquette de SURgénérateur à CAdarache (réacteur de recherche - CEA - Cadarache)
ICPE A	ICPE soumise à autorisation	MAU	Atelier Moyenne Activité Uranium (AREVA NC - La Hague)
ICPE AS	ICPE soumise à autorisation avec servitude d'utilité publique	MAPu	Atelier Moyenne Activité Plutonium (AREVA NC - La Hague)
ICPE D	ICPE soumise à déclaration	MCCI	Molten Core Concrete Interaction, voir ICB
I-LHT	Procédure de secours inter-tranche	MCMF	Magasin Central des Matières Fissiles (CEA - Cadarache)
ILL	Institut Laue-Langevin (Grenoble)	MDC	Matériels du Domaine Complémentaire
INB	Installation Nucléaire de Base	MDTE	Manque de tension externe
INBS	Installation Nucléaire de Base Secrète	MELOX	Usine de fabrication de combustible MOX (Marcoule)
IPS	Important Pour la Sûreté		
IPS-NC	Important Pour la Sûreté - Non Classé		
IRSN	Institut de Radioprotection et de Sûreté Nucléaire		
IRWST	In-Containment Refueling Water Storage Tank - réservoir d'eau borée du réacteur EPR située dans l'enceinte réacteur		

MEQ	Réseau de sauvegarde (CEA - O siris)	POSEIDON	Irradiateur situé au centre CEA de Saclay
MMP	Moyen Mobile de Pompage	PPI	Plan Particulier d'Intervention
MMS	Moyen Mobile de Sûreté	PPRT	Plan de Prévention des Risques Technologiques
MOPIA	Projet « Mettre en Œuvre une Politique Industrielle Attractive » d'EDF	PSG	Poste de surveillance générale (AREVA - MELOX et FBFC)
MOX	Mixed OXyde : combustible à base d'oxyde mixte d'uranium et de plutonium	PTAE	Perte Totale des Alimentations Electriques
MSK	Echelle de mesure des effets des séismes, du nom de ses inventeurs : Medvedev, Sponheuer et Karnik	PTR	Appoint, traitement et réfrigération d'eau des piscines
N4	Palier 1450 MWe (4 unités)	PUI	Plan d'Urgence Interne
NAQ	Note d'assurance qualité	PUI SR	Plan d'urgence interne sûreté radiologique
NC	Non Classé	PV	Protection volumétrique
NF	Norme Française	R1	Atelier Cisailage D'issolution de l'usine UP2-800 (AREVA NC - La Hague)
NGF	Nivellement général de la France	R2	Atelier Extractions Concentration de l'usine UP2-800 (AREVA NC - La Hague)
NGFN	Nivellement général de la France normal	R4	Atelier Plutonium de l'usine UP2-800 (AREVA NC - La Hague)
NGFO	Nivellement orthométrique	R7	Atelier de vitrification de l'usine UP2-800 (AREVA NC - La Hague)
NPH	Atelier de déchargement et d'entreposage des éléments combustibles usés (usine UP2-800 - AREVA NC - La Hague)	RAP	Recombineurs Autocatalytiques passifs
NRC	Nuclear Regulatory Commission (Autorité de sûreté nucléaire des États-Unis)	RCD	Réacteur Complément Déchargé
ORPHEE	Réacteur de recherche (CEA - Saclay)	RCV	Système de Contrôle Volumétrique et chimique du circuit primaire
ORSEC	Organisation de la Réponse de Sécurité Civile	REA	Système d'appoint en eau et en bore
OSIRIS	Réacteur de recherche (CEA - Saclay)	REB	Réacteur à Eau Bouillante
P09	Parc d'entreposage d'uranium appauvri de l'usine TU5 W (AREVA - Tricastin)	REB	Rupture ou effacement de barrage
P4	Premier palier de réacteurs nucléaires de 1 300 MWe (8 unités)	REC	Atelier de réception et de reconditionnement des conteneurs (AREVA - Tricastin)
P'4	Second palier de réacteurs nucléaires de 1 300 MWe (12 unités)	RECS	Rapport d'évaluation complémentaire de sûreté
PAI	Plan d'Action Incendie	REP	Réacteur à Eau sous Pression
PBMP	Programme de base de maintenance préventive	REX	Retour d'expérience
PC	Poste de Commandement	RFS	Règle Fondamentale de Sûreté
PCD	Poste de Commandement Direction	RGE	Règles Générales d'Exploitation
PCL	Poste de Commandement Local	RHF	Réacteur à Haut Flux (Institut Laue-Langevin - Grenoble)
PCS	Poste de Contrôle de Secours (ILL - RHF)	RIMBAUD	Réseau InterMinistériel de BAse Uniformément Durci, réseau de téléphonie et de télécopie utilisé notamment pour la communication en situation d'urgence
PEGASE	Installation d'entreposage de combustibles irradiés et de substances radioactives (CEA - Cadarache)	RIS	Circuit d'Injection de Sécurité (REP)
PF	Produits de Fission	RIS-BP	Circuit d'injection de sécurité, basse pression
PFI	Pluies brèves et de Fortes Intensités	RJH	Réacteur Jules Horowitz (projet de réacteur d'irradiation - CEA - Cadarache)
PGSE	Présentation Générale de la Sûreté de l'Établissement	RMTC	Référentiel des Moyens de Télécommunication de Crise
PHENIX	Réacteur à neutrons rapides (CEA - Marcoule)	RPC	Règle Particulière de Conduite
POLMAR	POLLution MARitime		

RPMQ	Recueil des Prescriptions de Maintien de la Qualification	SOCATRI	SO C iété Auxiliaire du TR Icastin (société exploitant une installation d'assainissement et de récupération d'uranium du groupe AREVA à Bollène - Vaucluse)
RRA	Système de Refroidissement du Réacteur à l'Arrêt (REP)	SOCODEI	SO ciété pour le CO nditionnement des D échets et E ffluents Industriels (groupe ED F)
RRI	Circuit de Réfrigération Intermédiaire (REP)	SOER	Significant O perating E xperience Report
RS	Rapport de sûreté	SOLEIL	Source Optimisée de Lumière d'Énergie Intermédiaire du LURE (synchrotron implanté à Saint-Aubin, Essonne)
RTE	Réseau de T ransport d'Electricité	SPE	D ocument de surveillance permanente
RUC	Circuit de réfrigération de sauvegarde du cœur (CEA - RJH)	SPF	Station d'entreposage de Produits de Fission (AREVA NC - La Hague)
RUP	Circuit de réfrigération de sauvegarde des piscines du bâtiment réacteur (CEA - RJH)	SPR	Service de Prévention des Risques
RUS	Refroidissement Ultime de Secours (CEA - RJH)	SRU	Système de Refroidissement Ultime (EPR)
SAMU	Service d'Assistance Médicale d'Urgence	SSC	Systèmes, structures et composants
SAPPRE	Système d'A ppel des Populations en Phase Reflexe	STE	Station de traitement des effluents
SAR	Circuit d'alimentation en air de régulation.	STE	Spécifications Techniques d'Exploitation
SBO	Station black Out	STE-2	Ancienne station de traitement des effluents liquides (AREVA NC - La Hague)
SC1	Classe sismique 1	STE-3	Station de traitement des effluents liquides (AREVA NC - La Hague)
SCR	Service compétent en radioprotection	STEU	Station de Traitement des Effluents Uranifères de l'usine SO CATRI (AREVA)
SDD	Séisme de dimensionnement	SUS	Source d'ultime secours (installations RJH et O siris)
SDIS	Service D épartemental d'Incendie et de Secours	T1	A telier Cisailage D issolution de l'usine UP3-A (AREVA NC - La Hague)
SEA	Eau à déminéraliser (pré-traitement)	T2	A telier Extractions Concentration de l'usine UP3-A (AREVA NC - La Hague)
SEBIM	Soupapes du pressuriseur	T4	A telier Plutonium de l'usine UP3-A (AREVA NC - La Hague)
SEC	Circuit d'eau brute secourue	T7	A telier de vitrification de l'usine UP3-A (AREVA NC - La Hague)
SED	D istribution d'eau déminéralisée dans l'îlot nucléaire	TA	T ransformateur auxiliaire
SEI	Eaux industrielles	TAC	T urbine à Combustion
SEO	Egouts, eau perdues	TAM	T ampon d'accès matériel
SEPTEN	Service d'études et projets thermiques et nucléaires	TFA	D échets T rès F aiblement R adioactifs
SER	D istribution d'eau déminéralisée conventionnelle (stockage inclus)	THE	Filtration très haute efficacité
SET	Société d'E nrichissement du Tricastin	TNA	I nstallation de T raitement du sodium (NA) (ED F - Creys-Malville - Isère)
SEVESO	D irective « Seveso II » : nom donné à la directive n° 96/ 82 sur la maîtrise des dangers liés aux accidents majeurs impliquant des substances dangereuses (en référence au lieu d'un accident survenu en 1976 sur une usine chimique)	TPS ASG	T urbopompe alimentaire de Secours
SHF	Zone de stockage (SO CATRI)	TQC	T el que construit
SHOM	Service hydrographique et océanographique de la marine	TS	T ransformateur de soutirage
SICN	Société Industrielle de Combustible Nucléaire	TSN	loi TSN : loi du 13 juin 2006 relative à la Transparence et à la Sécurité en matière Nucléaire
SMA	Seismic margin evaluation - marge d'évaluation sismique		
SMHV	Séisme Maximal Historiquement Vraisemblable		
SMS	Séisme Majoré de Sécurité		
SMUR	Service mobile d'urgence et de réanimation		

TU5	Installation du cycle du combustible (AREVA NC - Pierrelatte)
U2	Procédure de surveillance continue de l'étanchéité de l'enceinte
U5	Procédure et dispositif d'éventage- filtration de l'enceinte
UF6	Hexafluorure d'uranium
ULYSSE	Réacteur « école » (CEA - Saclay)
UN	Unité nucléaire
UNGG	Réacteur Uranium Naturel Graphite Gaz (ancienne filière de réacteurs nucléaires)
UP2-400	1ere unité de retraitement des combustibles irradiés (AREVA NC - La Hague)
UP2-800	Unité de retraitement des combustibles irradiés (AREVA NC - La Hague)
UP3-A	Unité de retraitement des combustibles irradiés (AREVA NC - La Hague)
VD	Visite Décennale
VDA	Évacuation de la puissance résiduelle par décharge vapeur à l'atmosphère
VRD	Voirie et réseau divers
W	Usine du cycle du combustible (AREVA NC - Pierrelatte)

ANNEXES

1. **Lettre du Premier ministre**
2. **Extrait des conclusions du Conseil européen des 24 et 25 mars 2011**
3. **Les douze décisions de l'ASN relatives aux évaluations complémentaires de sûreté**
4. **Cahier des charges des évaluations complémentaires de sûreté défini par l'ASN**
5. **Cahier des charges des « tests de résistance » européens (ENSREG)**
Declaration of ENSREG - Annex I EU « Stress tests » specifications
6. **Tests de résistance des centrales nucléaires européennes menés après Fukushima - contenu et format des rapports nationaux (ENSREG)**
Post-Fukushima « Stress tests » of European nuclear power plants - contents and format of national reports
7. **Liste des installations concernées et de leur niveau de priorité définie par l'ASN**
8. **Liste des inspections ciblées réalisées par l'ASN**
9. **Avis du HCTISN du 3 mai 2011**
10. **Avis des Groupes permanents d'experts du 6 juillet 2011**
11. **Note d'information sur l'analyse et les conclusions de l'IRSN à l'issue de l'expertise des rapports d'Evaluation complémentaire de sûreté fournis à l'ASN par les exploitants, suite à l'accident de Fukushima**
12. **Avis du HCTISN du 8 décembre 2011**
13. **Avis des Groupes permanents d'experts du 10 novembre 2011**

005698

Monsieur le Président,

Le Japon a été frappé par un séisme puis un tsunami d'une ampleur exceptionnelle. Les pouvoirs publics sont pleinement mobilisés pour aider ce pays qui subit le drame humain le plus important depuis 1945, et apporter à nos ressortissants vivant au Japon l'appui nécessaire dans ces circonstances.

Au bilan humain extrêmement élevé et aux dégâts matériels immenses provoqués par ces catastrophes naturelles s'est ajouté un accident nucléaire grave touchant la centrale de Fukushima. Pour nos concitoyens de métropole et d'Outre-mer, il est essentiel de disposer d'une information transparente, fiable et disponible dans les meilleurs délais sur les conséquences de cet accident. L'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) et l'Institut de radioprotection et de sûreté nucléaire (IRSN) contribuent tout particulièrement à cette expertise et à sa restitution en temps réel. Il conviendra ensuite de tirer les leçons de cet accident pour nos installations nucléaires et c'est pour cette raison que j'ai annoncé au Parlement le 15 mars mon souhait que la sûreté nucléaire de chaque centrale nucléaire fasse l'objet d'un examen attentif.

En application de l'article 8 de la loi n°2006-686 du 13 juin 2006 relative à la transparence et à la sécurité en matière nucléaire, je vous demande de réaliser une étude de la sûreté des installations nucléaires, en priorité les centrales nucléaires, au regard de l'accident en cours dans la centrale de Fukushima. Cet audit portera sur cinq points : les risques d'inondation, de séisme, de perte des alimentations électriques et de perte du refroidissement ainsi que la gestion opérationnelle des situations accidentelles. Il est complémentaire aux démarches de sûreté mises en œuvre par les exploitants nucléaires sous votre contrôle. Je souhaite que vous examiniez, installation par installation, si des améliorations sont nécessaires à la lumière des enseignements qui seront tirés de l'accident de Fukushima.

Je souhaite que vous puissiez établir sous un mois un cahier des charges et un calendrier pour cette évaluation. Je vous demande de veiller à assurer la cohérence de cette démarche avec les travaux menés sur le plan européen par le groupe ENSREG (european nuclear safety regulators group) et l'association WENRA (western european nuclear regulators association) auxquels vous participez.

Sur la base de ce cahier des charges, il conviendrait que vous livriez vos premières conclusions pour la fin de l'année 2011.

J'attache la plus haute importance à ce que cette démarche soit effectuée de manière ouverte et transparente : le haut comité pour la transparence et l'information sur la sécurité nucléaire (HCTISN) y contribuera à toutes les étapes. Il conviendra également d'informer les commissions locales d'information (CLI) au fur et à mesure de l'avancement de vos travaux.

Je vous prie de croire, Monsieur le Président, à l'assurance de toute ma considération.



François FILLON

Monsieur André-Claude LACOSTE
Président de l'Autorité de sûreté nucléaire
6, place du Colonel Bourgoïn
75572 PARIS CEDEX 12



CONSEIL EUROPEEN

24 ET 25 MARS 2011

Bruxelles, le 20 avril 2011

JAPON

27. L'Union européenne soutiendra les efforts déployés par le Japon pour surmonter les problèmes auxquels il est confronté à la suite du séisme et du tsunami qui l'ont frappé, avec les conséquences tragiques que l'on sait.
28. À la suite d'une première demande présentée par le gouvernement japonais, l'Union est en train d'acheminer des secours pour venir en aide à la population sinistrée. Elle se tient prête à apporter une aide supplémentaire si la demande lui en est faite. De manière générale, l'UE souhaite renforcer sa coopération avec le Japon dans le domaine des secours en cas de catastrophe.
29. L'Union européenne salue les mesures rapides et décisives prises par les autorités japonaises à la suite des remous qu'ont connus les marchés financiers. Elle se félicite de l'intervention du G 7 en ce qui concerne le yen. Elle reste prête à coopérer pleinement avec le Japon pour faire face aux conséquences économiques et financières de ces événements, y compris dans le cadre du G 8 et du G 20.
30. Pour ce qui est de l'avenir, le Conseil européen réaffirme l'importance stratégique que revêt la relation entre l'UE et le Japon. Il faut mettre à profit le prochain sommet pour renforcer cette relation et faire avancer nos priorités communes, notamment par le lancement éventuel de négociations en vue de la conclusion d'un accord de libre-échange, dès lors que le Japon sera disposé à s'attaquer entre autres à la question des barrières non tarifaires et aux restrictions en matière de marchés publics.
31. Dans ce contexte, le Conseil européen souligne qu'il est nécessaire de tirer tous les enseignements de ces événements et de fournir au public toutes les informations nécessaires.
Rappelant que le choix des différentes formes d'énergie relève de la compétence des États membres, il demande que des travaux soient entrepris en priorité dans les domaines suivants:
 - il convient de vérifier la sûreté des toutes les installations nucléaires de l'UE, sur la base d'une évaluation globale et transparente des risques et de la sûreté ("tests de résistance"); le Groupe des régulateurs européens dans le domaine de la sûreté nucléaire (ENSREG) et la Commission sont invités à définir le plus rapidement possible l'étendue et les modalités de ces tests dans un cadre coordonné, à la lumière des enseignements tirés de l'accident qui s'est produit au Japon et avec la pleine participation des États membres, en tirant pleinement parti de l'expertise disponible (notamment celle de l'Association des responsables des Autorités de sûreté nucléaire des pays d'Europe de l'Ouest, WENRA); les évaluations seront menées par des autorités nationales indépendantes et dans le cadre d'une évaluation par les pairs; leurs résultats et toute mesure nécessaire qui sera prise par la suite devraient être communiqués à la Commission et aux membres de l'ENSREG et rendus publics; le Conseil européen évaluera les premières conclusions à la fin de 2011, en se fondant sur un rapport présenté par la Commission;

- la sûreté des centrales nucléaires est une priorité, qui dépasse à l'évidence le cadre de nos frontières; l'UE demandera que des "tests de résistance" similaires soient effectués dans les pays voisins, ainsi que dans le monde entier, en ce qui concerne à la fois les centrales existantes et en projet; il convient à cet égard de mettre pleinement à contribution les organisations internationales compétentes.
- les normes les plus élevées en matière de sûreté nucléaire devraient être appliquées et améliorées en permanence au sein de l'UE et il conviendrait, au niveau international, d'encourager l'adoption de telles normes;
- la Commission procédera à l'examen du cadre législatif et réglementaire existant en matière de sûreté des installations nucléaires et proposera d'ici la fin de 2011 toute amélioration qui pourrait se révéler nécessaire. Les États membres devraient veiller à la pleine mise en œuvre de la directive sur la sûreté des installations nucléaires. La proposition de directive relative à la gestion du combustible usé et des déchets radioactifs devrait être adoptée dès que possible. La Commission est invitée à réfléchir aux moyens de promouvoir la sûreté nucléaire dans les pays voisins;
- il convient de suivre de près les conséquences à l'échelle mondiale et au niveau de l'UE, en s'intéressant tout particulièrement à la volatilité des prix de l'énergie et des cours des produits de base, notamment dans le cadre du G 20.



Décision n° 2011-DC-0213 de l'Autorité de sûreté nucléaire du 5 mai 2011 prescrivant à Electricité de France (EDF) de procéder à une évaluation complémentaire de la sûreté de certaines de ses installations nucléaires de base au regard de l'accident survenu à la centrale nucléaire de Fukushima Daiichi

L'Autorité de sûreté nucléaire,

Vu la directive 2009/71/EURATOM du Conseil du 25 juin 2009 établissant un cadre communautaire pour la sûreté nucléaire des installations nucléaires notamment ses articles 5 et 6 ;

Vu la loi n°2006-686 du 13 juin 2006 modifiée relative à la transparence et à la sécurité en matière nucléaire, notamment ses articles 8, 28 et 29 ;

Vu le décret n° 2007-1557 du 2 novembre 2007 modifié relatif aux installations nucléaires de base et au contrôle, en matière de sûreté nucléaire, du transport de substances radioactives, notamment son article 18 ;

Vu l'arrêté du 10 août 1984 relatif à la qualité de la conception, de la construction et de l'exploitation des installations nucléaires de base ;

Vu l'arrêté du 26 novembre 1999 fixant les prescriptions techniques générales relatives aux limites et aux modalités des prélèvements et des rejets soumis à autorisation, effectués par les installations nucléaires de base ;

Vu l'arrêté du 31 décembre 1999 modifié fixant la réglementation technique générale destinée à prévenir et limiter les nuisances et les risques externes résultant de l'exploitation des installations nucléaires de base ;

Vu les conclusions du Conseil européen des 24 et 25 mars 2011 relatives notamment à la réalisation, sous le contrôle des autorités nationales de sûreté, de « tests de résistance » sur les installations nucléaires de l'Union européenne ;

Vu le courrier du Premier ministre n° 005698 du 23 mars 2011 demandant à l'ASN de réaliser une étude de la sûreté des installations nucléaires, en particulier les centrales nucléaires, au regard de l'accident en cours dans la centrale de Fukushima ;

Vu la réponse adressée par l'ASN au Premier ministre en date du 25 mars 2011 ;

Vu l'avis du Haut comité pour la transparence et l'information sur la sécurité nucléaire en date du 3 mai 2011 ;

Vu la lettre d'EDF en date du 5 mai 2011 en réponse à la consultation faite par l'ASN ;

Considérant qu'il importe de tirer le plus complètement possible les enseignements de l'accident survenu dans la centrale nucléaire de Fukushima au Japon et que cette action s'étendra sur plusieurs années ;

Considérant qu'il est nécessaire d'engager sans attendre des évaluations de manière à disposer de premières conclusions dès la fin de 2011 ;

Considérant par ailleurs qu'il convient d'examiner en priorité la sûreté des réacteurs nucléaires de puissance en fonctionnement ou en construction ;

Considérant en outre que la sûreté d'autres installations nucléaires doit également être réévaluée au regard de l'accident survenu à Fukushima avec un degré de priorité variant en fonction de l'importance des enjeux ;

Considérant que, au sein de l'Union européenne, les évaluations résultant d'initiatives nationales doivent être aussi cohérentes que possible avec les tests de résistance menés à la demande du Conseil européen ;

Considérant que, en réponse à cette même demande, l'association des Autorités de sûreté européennes (WENRA) a établi un projet de spécifications communes pour ces tests de résistance, que ce projet répond à la plupart des besoins d'évaluation identifiés au plan national sous réserve de quelques extensions ;

Considérant enfin que les rapports établis en application de la présente décision constitueront un premier élément du retour d'expérience de l'accident survenu dans la centrale nucléaire de Fukushima,

DECIDE :

Article 1^{er}

EDF, ci-après dénommé « l'exploitant », procèdera à l'évaluation, selon le cahier des charges figurant en annexe 1, de chacune des installations nucléaires de base mentionnée à l'annexe 2 de la présente décision.

Article 2

L'exploitant remettra à l'Autorité de sûreté nucléaire au plus tard le 1^{er} juin 2011 une note présentant la méthodologie retenue pour mener l'évaluation, l'organisation mise en place pour respecter les échéances de la présente décision et la structure détaillée envisagée pour le rapport.

Article 3

Pour les installations mentionnées au tableau A de l'annexe 2, l'exploitant remettra à l'Autorité de sûreté nucléaire un premier rapport au plus tard le 15 septembre 2011. Ce rapport présentera les conclusions de l'évaluation faite en utilisant les données disponibles et en s'appuyant sur les études de sûreté existantes et le jugement d'ingénieur. Il proposera les études complémentaires à mener notamment sur les points faibles et les effets « falaise » identifiés ainsi qu'un calendrier adapté pour ces études.

Pour les installations mentionnées au tableau B de l'annexe 2, la date limite de transmission du rapport est fixée au 15 septembre 2012.

Article 4

Une décision complémentaire arrêtera la liste des autres installations pour lesquelles l'exploitant doit procéder à une évaluation selon le cahier des charges figurant en annexe 1 de la présente décision. Pour chacune de ces installations, le rapport mentionné à l'article 3 sera transmis lors de la remise du rapport du plus prochain réexamen périodique de sûreté effectué en application du III de l'article 29 de la loi du 13 juin 2006 susvisée. La décision complémentaire mentionnée ci-dessus pourra cependant fixer pour certaines installations une date limite de transmission plus rapprochée tout en étant postérieure au 15 septembre 2012.

Article 5

Le directeur général de l'Autorité de sûreté nucléaire est chargé de l'exécution de la présente décision.

La présente décision sera notifiée à l'exploitant et publiée au Bulletin officiel de l'Autorité de sûreté nucléaire.

Fait à Paris, le 5 mai 2011.

Le collège de l'Autorité de sûreté nucléaire*,

Signée par :

André-Claude LACOSTE

Marie-Pierre COMETS

Michel BOURGUIGNON

Philippe JAMET

Jean-Jacques DUMONT

*Commissaires présents en séance



**Décision n° 2011-DC-0214 de l'Autorité de sûreté nucléaire du 5 mai 2011
prescrivant à CIS bio international de procéder à une évaluation complémentaire
de la sûreté de son installation nucléaire de base au regard de l'accident survenu
à la centrale nucléaire de Fukushima Daiichi**

L'Autorité de sûreté nucléaire,

Vu la directive 2009/71/EURATOM du Conseil du 25 juin 2009 établissant un cadre communautaire pour la sûreté nucléaire des installations nucléaires, notamment ses articles 5 et 6;

Vu la loi n°2006-686 du 13 juin 2006 modifiée relative à la transparence et à la sécurité en matière nucléaire, notamment ses articles 8, 28 et 29 ;

Vu le décret n° 2007-1557 du 2 novembre 2007 modifié relatif aux installations nucléaires de base et au contrôle, en matière de sûreté nucléaire, du transport de substances radioactives, notamment son article 18 ;

Vu l'arrêté du 10 août 1984 relatif à la qualité de la conception, de la construction et de l'exploitation des installations nucléaires de base ;

Vu l'arrêté du 26 novembre 1999 fixant les prescriptions techniques générales relatives aux limites et aux modalités des prélèvements et des rejets soumis à autorisation, effectués par les installations nucléaires de base ;

Vu l'arrêté du 31 décembre 1999 modifié fixant la réglementation technique générale destinée à prévenir et limiter les nuisances et les risques externes résultant de l'exploitation des installations nucléaires de base ;

Vu les conclusions du Conseil européen des 24 et 25 mars 2011 relatives notamment à la réalisation, sous le contrôle des autorités nationales de sûreté, de « tests de résistance » sur les installations nucléaires de l'Union européenne ;

Vu le courrier du Premier ministre n° 005698 du 23 mars 2011 demandant à l'ASN de réaliser une étude de la sûreté des installations nucléaires, en particulier les centrales nucléaires, au regard de l'accident en cours dans la centrale de Fukushima ;

Vu la réponse adressée par l'ASN au Premier ministre en date du 25 mars 2011 ;

Vu l'avis du Haut comité pour la transparence et l'information sur la sécurité nucléaire en date du 3 mai 2011 ;

Vu la lettre de CIS bio international en date du 5 mai 2011 en réponse à la consultation faite par l'ASN ;

Considérant qu'il importe de tirer le plus complètement possible les enseignements de l'accident survenu dans la centrale nucléaire de Fukushima au Japon et que cette action s'étendra sur plusieurs années ;

Considérant qu'il est nécessaire d'engager sans attendre des évaluations de manière à disposer de premières conclusions dès la fin de 2011 ;

Considérant par ailleurs qu'il convient d'examiner en priorité la sûreté des réacteurs nucléaires de puissance en fonctionnement ou en construction ;

Considérant en outre que la sûreté d'autres installations nucléaires doit également être réévaluée au regard de l'accident survenu à Fukushima avec un degré de priorité variant en fonction de l'importance des enjeux ;

Considérant que, au sein de l'Union européenne, les évaluations résultant d'initiatives nationales doivent être aussi cohérentes que possible avec les tests de résistance menés à la demande du Conseil européen ;

Considérant que, en réponse à cette même demande, l'association des Autorités de sûreté européennes (WENRA) a établi un projet de spécifications communes pour ces tests de résistance, que ce projet répond à la plupart des besoins d'évaluation identifiés au plan national sous réserve de quelques extensions ;

Considérant enfin que les rapports établis en application de la présente décision constituant un élément du retour d'expérience de l'accident survenu dans la centrale nucléaire de Fukushima,

DECIDE :

Article 1^{er}

CIS bio international, ci-après dénommé « l'exploitant », procédera à l'évaluation, selon le cahier des charges figurant en annexe 1, de l'INB 29 située sur le site de Saclay.

Article 2

L'exploitant remettra à l'Autorité de sûreté nucléaire au plus tard le 15 janvier 2012 une note présentant la méthodologie retenue pour mener l'évaluation, l'organisation mise en place pour respecter les échéances de la présente décision et la structure détaillée envisagée pour le rapport.

Article 3

L'exploitant remettra à l'Autorité de sûreté nucléaire son rapport au plus tard le 15 septembre 2012. Ce rapport présentera les conclusions de l'évaluation faite en utilisant les données disponibles et en s'appuyant sur les études de sûreté existantes et le jugement d'ingénieur. Il proposera les études complémentaires à mener notamment sur les points faibles et les effets « falaise » identifiés ainsi qu'un calendrier adapté pour ces études.

Article 4

Le directeur général de l'Autorité de sûreté nucléaire est chargé de l'exécution de la présente décision.

La présente décision sera notifiée à l'exploitant et publiée au Bulletin officiel de l'Autorité de sûreté nucléaire.

Fait à Paris, le 5 mai 2011.

Le collège de l'Autorité de sûreté nucléaire*,

Signée par :

André-Claude LACOSTE

Marie-Pierre COMETS

Michel BOURGUIGNON

Philippe JAMET

Jean-Jacques DUMONT

*Commissaires présents en séance



**Décision n° 2011-DC-0215 de l'Autorité de sûreté nucléaire du 5 mai 2011
prescrivant à ITER ORGANIZATION de procéder à une évaluation
complémentaire de la sûreté de son installation nucléaire de base au regard de
l'accident survenu à la centrale nucléaire de Fukushima Daiichi**

L'Autorité de sûreté nucléaire,

Vu la directive 2009/71/EURATOM du Conseil du 25 juin 2009 établissant un cadre communautaire pour la sûreté nucléaire des installations nucléaires [notamment ses articles 5 et 6];

Vu la loi n°2006-686 du 13 juin 2006 modifiée relative à la transparence et à la sécurité en matière nucléaire, notamment ses articles 8, 28 et 29 ;

Vu le décret n° 2007-1557 du 2 novembre 2007 modifié relatif aux installations nucléaires de base et au contrôle, en matière de sûreté nucléaire, du transport de substances radioactives, notamment son article 18 ;

Vu l'arrêté du 10 août 1984 relatif à la qualité de la conception, de la construction et de l'exploitation des installations nucléaires de base ;

Vu l'arrêté du 26 novembre 1999 fixant les prescriptions techniques générales relatives aux limites et aux modalités des prélèvements et des rejets soumis à autorisation, effectués par les installations nucléaires de base ;

Vu l'arrêté du 31 décembre 1999 modifié fixant la réglementation technique générale destinée à prévenir et limiter les nuisances et les risques externes résultant de l'exploitation des installations nucléaires de base ;

Vu les conclusions du Conseil européen des 24 et 25 mars 2011 relatives notamment à la réalisation, sous le contrôle des autorités nationales de sûreté, de « tests de résistance » sur les installations nucléaires de l'Union européenne ;

Vu le courrier du Premier ministre n° 005698 du 23 mars 2011 demandant à l'ASN de réaliser une étude de la sûreté des installations nucléaires, en particulier les centrales nucléaires, au regard de l'accident en cours dans la centrale de Fukushima ;

Vu la réponse adressée par l'ASN au Premier ministre en date du 25 mars 2011 ;

Vu l'avis du Haut comité pour la transparence et l'information sur la sécurité nucléaire en date du 3 mai 2011 ;

Vu la lettre d'ITER ORGANIZATION en date du 4 mai 2011 en réponse à la consultation faite par l'ASN ;

Considérant qu'il importe de tirer le plus complètement possible les enseignements de l'accident survenu dans la centrale nucléaire de Fukushima au Japon et que cette action s'étendra sur plusieurs années ;

Considérant qu'il est nécessaire d'engager sans attendre des évaluations de manière à disposer de premières conclusions dès la fin de 2011 ;

Considérant par ailleurs qu'il convient d'examiner en priorité la sûreté des réacteurs nucléaires de puissance en fonctionnement ou en construction ;

Considérant en outre que la sûreté d'autres installations nucléaires doit également être réévaluée au regard de l'accident survenu à Fukushima avec un degré de priorité variant en fonction de l'importance des enjeux ;

Considérant que, au sein de l'Union européenne, les évaluations résultant d'initiatives nationales doivent être aussi cohérentes que possible avec les tests de résistance menés à la demande du Conseil européen ;

Considérant que, en réponse à cette même demande, l'association des autorités de sûreté européennes (WENRA) a établi un projet de spécifications communes pour ces tests de résistance, que ce projet répond à la plupart des besoins d'évaluation identifiés au plan national sous réserve de quelques extensions ;

Considérant enfin que les rapports établis en application de la présente décision devront constituer un élément du retour d'expérience de l'accident survenu dans la centrale nucléaire de Fukushima,

DECIDE :

Article 1^{er}

ITER ORGANIZATION, ci-après dénommé « l'exploitant », procédera à l'évaluation, selon le cahier des charges figurant en annexe 1, de l'installation ITER située sur le site de Cadarache.

Article 2

L'exploitant remettra à l'Autorité de sûreté nucléaire au plus tard le 15 janvier 2012 une note présentant la méthodologie retenue pour mener l'évaluation, l'organisation mise en place pour respecter les échéances de la présente décision et la structure détaillée envisagée pour le rapport.

Article 3

L'exploitant remettra à l'Autorité de sûreté nucléaire son rapport au plus tard le 15 septembre 2012. Ce rapport présentera les conclusions de l'évaluation faite en utilisant les données disponibles et en s'appuyant sur les études de sûreté existantes et le jugement d'ingénieur. Il proposera les études complémentaires à mener sur les points faibles et les effets « falaise » identifiés ainsi qu'un calendrier adapté pour ces études.

Article 4

Le directeur général de l'Autorité de sûreté nucléaire est chargé de l'exécution de la présente décision.

La présente décision sera notifiée à l'exploitant et publiée au Bulletin officiel de l'Autorité de sûreté nucléaire.

Fait à Paris, le 5 mai 2011.

Le collège de l'Autorité de sûreté nucléaire*,

Signée par :

André-Claude LACOSTE

Marie-Pierre COMETS

Michel BOURGUIGNON

Philippe JAMET

Jean-Jacques DUMONT

*Commissaires présents en séance



Décision n° 2011-DC-0216 de l'Autorité de sûreté nucléaire du 5 mai 2011 prescrivante à l'Institut Laue Langevin (ILL) de procéder à une évaluation complémentaire de la sûreté de son installation nucléaire de base (Réacteur à Haut Flux - INB n°67) au regard de l'accident survenu à la centrale nucléaire de Fukushima Daiichi

L'Autorité de sûreté nucléaire,

Vu la directive 2009/71/EURATOM du Conseil du 25 juin 2009 établissant un cadre communautaire pour la sûreté nucléaire des installations nucléaires, notamment ses articles 5 et 6;

Vu la loi n°2006-686 du 13 juin 2006 modifiée relative à la transparence et à la sécurité en matière nucléaire, notamment ses articles 8, 28 et 29 ;

Vu le décret n° 2007-1557 du 2 novembre 2007 modifié relatif aux installations nucléaires de base et au contrôle, en matière de sûreté nucléaire, du transport de substances radioactives, notamment son article 18 ;

Vu l'arrêté du 10 août 1984 relatif à la qualité de la conception, de la construction et de l'exploitation des installations nucléaires de base ;

Vu l'arrêté du 26 novembre 1999 fixant les prescriptions techniques générales relatives aux limites et aux modalités des prélèvements et des rejets soumis à autorisation, effectués par les installations nucléaires de base ;

Vu l'arrêté du 31 décembre 1999 modifié fixant la réglementation technique générale destinée à prévenir et limiter les nuisances et les risques externes résultant de l'exploitation des installations nucléaires de base ;

Vu les conclusions du Conseil européen des 24 et 25 mars 2011 relatives notamment à la réalisation, sous le contrôle des autorités nationales de sûreté, de « tests de résistance » sur les installations nucléaires de l'Union européenne ;

Vu le courrier du Premier ministre n° 005698 du 23 mars 2011 demandant à l'ASN de réaliser une étude de la sûreté des installations nucléaires, en particulier les centrales nucléaires, au regard de l'accident en cours dans la centrale de Fukushima ;

Vu la réponse adressée par l'ASN au Premier ministre en date du 25 mars 2011 ;

Vu l'avis du Haut comité pour la transparence et l'information sur la sécurité nucléaire en date du 3 mai 2011 ;

Vu la lettre de l'Institut Laue Langevin en date du 4 mai 2011 en réponse à la consultation faite par l'ASN ;

Considérant qu'il importe de tirer le plus complètement possible les enseignements de l'accident survenu dans la centrale nucléaire de Fukushima au Japon et que cette action s'étendra sur plusieurs années ;

Considérant qu'il est nécessaire d'engager sans attendre des évaluations de manière à disposer de premières conclusions dès la fin de 2011 ;

Considérant par ailleurs qu'il convient d'examiner en priorité la sûreté des réacteurs nucléaires de puissance en fonctionnement ou en construction ;

Considérant en outre que la sûreté d'autres installations nucléaires doit également être réévaluée au regard de l'accident survenu à Fukushima avec un degré de priorité variant en fonction de l'importance des enjeux ;

Considérant que, au sein de l'Union européenne, les évaluations résultant d'initiatives nationales doivent être aussi cohérentes que possible avec les tests de résistance menés à la demande du Conseil européen ;

Considérant que, en réponse à cette même demande, l'association des Autorités de sûreté européennes (WENRA) a établi un projet de spécifications communes pour ces tests de résistance, que ce projet répond à la plupart des besoins d'évaluation identifiés au plan national sous réserve de quelques extensions ;

Considérant enfin que les rapports établis en application de la présente décision constituant un élément du retour d'expérience de l'accident survenu dans la centrale nucléaire de Fukushima,

DECIDE :

Article 1^{er}

L'Institut Laue Langevin, ci-après dénommé « l'exploitant », procèdera à l'évaluation, selon le cahier des charges figurant en annexe 1, du réacteur à haut flux (RFH) (INB 67) situé sur le site de Grenoble .

Article 2

L'exploitant remettra à l'Autorité de sûreté nucléaire au plus tard le 1^{er} juin 2011 une note présentant la méthodologie retenue pour mener l'évaluation, l'organisation mise en place pour respecter les échéances de la présente décision et la structure détaillée envisagée pour le rapport.

Article 3

L'exploitant remettra à l'Autorité de sûreté nucléaire son rapport au plus tard le 15 septembre 2011. Ce rapport présentera les conclusions de l'évaluation faite en utilisant les données disponibles et en s'appuyant sur les études de sûreté existantes et le jugement d'ingénieur. Il proposera les études complémentaires à mener notamment sur les points faibles et les effets « falaise » identifiés ainsi qu'un calendrier adapté pour ces études.

Article 4

Le directeur général de l'Autorité de sûreté nucléaire est chargé de l'exécution de la présente décision.

La présente décision sera notifiée à l'exploitant et publiée au Bulletin officiel de l'Autorité de sûreté nucléaire.

Fait à Paris, le 5 mai 2011.

Le collège de l'Autorité de sûreté nucléaire*,

Signée par :

André-Claude LACOSTE

Marie-Pierre COMETS

Michel BOURGUIGNON

Philippe JAMET

Jean-Jacques DUMONT

*Commissaires présents en séance



**Décision n° 2011-DC-0217 de l’Autorité de sûreté nucléaire du 5 mai 2011
prescrivant à AREVA NC de procéder à une évaluation complémentaire de la
sûreté de certaines de ses installations nucléaires de base au regard de l’accident
survenu à la centrale nucléaire de Fukushima Daiichi**

L’Autorité de sûreté nucléaire,

Vu la directive 2009/71/EURATOM du Conseil du 25 juin 2009 établissant un cadre communautaire pour la sûreté nucléaire des installations nucléaires, notamment ses articles 5 et 6;

Vu la loi n°2006-686 du 13 juin 2006 modifiée relative à la transparence et à la sécurité en matière nucléaire, notamment ses articles 8, 28 et 29 ;

Vu le décret n° 2007-1557 du 2 novembre 2007 modifié relatif aux installations nucléaires de base et au contrôle, en matière de sûreté nucléaire, du transport de substances radioactives, notamment son article 18 ;

Vu l’arrêté du 10 août 1984 relatif à la qualité de la conception, de la construction et de l’exploitation des installations nucléaires de base ;

Vu l’arrêté du 26 novembre 1999 fixant les prescriptions techniques générales relatives aux limites et aux modalités des prélèvements et des rejets soumis à autorisation, effectués par les installations nucléaires de base ;

Vu l’arrêté du 31 décembre 1999 modifié fixant la réglementation technique générale destinée à prévenir et limiter les nuisances et les risques externes résultant de l’exploitation des installations nucléaires de base ;

Vu les conclusions du Conseil européen des 24 et 25 mars 2011 relatives notamment à la réalisation, sous le contrôle des autorités nationales de sûreté, de « tests de résistance » sur les installations nucléaires de l’Union européenne ;

Vu le courrier du Premier ministre n° 005698 du 23 mars 2011 demandant à l’ASN de réaliser une étude de la sûreté des installations nucléaires, en particulier les centrales nucléaires, au regard de l’accident en cours dans la centrale de Fukushima ;

Vu la réponse adressée par l’ASN au Premier ministre en date du 25 mars 2011 ;

Vu l’avis du Haut comité pour la transparence et l’information sur la sécurité nucléaire en date du 3 mai 2011 ;

Vu la lettre d’AREVA NC en date du 5 mai 2011 en réponse à la consultation faite par l’ASN ;

Considérant qu'il importe de tirer le plus complètement possible les enseignements de l'accident survenu dans la centrale nucléaire de Fukushima au Japon et que cette action s'étendra sur plusieurs années ;

Considérant qu'il est nécessaire d'engager sans attendre des évaluations de manière à disposer de premières conclusions dès la fin de 2011 ;

Considérant par ailleurs qu'il convient d'examiner en priorité la sûreté des réacteurs nucléaires de puissance en fonctionnement ou en construction ;

Considérant en outre que la sûreté d'autres installations nucléaires doit également être réévaluée au regard de l'accident survenu à Fukushima avec un degré de priorité variant en fonction de l'importance des enjeux ;

Considérant que, au sein de l'Union européenne, les évaluations résultant d'initiatives nationales doivent être aussi cohérentes que possible avec les tests de résistance menés à la demande du Conseil européen ;

Considérant que, en réponse à cette même demande, l'association des Autorités de sûreté européennes (WENRA) a établi un projet de spécifications communes pour ces tests de résistance, que ce projet répond à la plupart des besoins d'évaluation identifiés au plan national sous réserve de quelques extensions ;

Considérant enfin que les rapports établis en application de la présente décision constituant un élément du retour d'expérience de l'accident survenu dans la centrale nucléaire de Fukushima,

DECIDE :

Article 1^{er}

AREVA NC, ci-après dénommé « l'exploitant », procèdera à l'évaluation, selon le cahier des charges figurant en annexe 1, de chacune des installations nucléaires de base mentionnée à l'annexe 2 de la présente décision.

Article 2

L'exploitant remettra à l'Autorité de sûreté nucléaire au plus tard le 1^{er} juin 2011 une note présentant la méthodologie retenue pour mener l'évaluation, en particulier la définition d'accident grave appliquée, l'organisation mise en place pour respecter les échéances de la présente décision et la structure détaillée envisagée pour le rapport.

Article 3

Pour les installations mentionnées au tableau A de l'annexe 2, l'exploitant remettra à l'Autorité de sûreté nucléaire un premier rapport au plus tard le 15 septembre 2011. Ce rapport présentera les conclusions de l'évaluation faite en utilisant les données disponibles et en s'appuyant sur les études de sûreté existantes et le jugement d'ingénieur. Il proposera les études complémentaires à mener

notamment sur les points faibles et les effets « falaise » identifiés ainsi qu'un calendrier adapté pour ces études.

Article 4

Le directeur général de l'Autorité de sûreté nucléaire est chargé de l'exécution de la présente décision.

La présente décision sera notifiée à l'exploitant et publiée au Bulletin officiel de l'Autorité de sûreté nucléaire.

Fait à Paris, le 5 mai 2011.

Le collège de l'Autorité de sûreté nucléaire*,

Signée par :

André-Claude LACOSTE

Marie-Pierre COMETS

Michel BOURGUIGNON

Philippe JAMET

Jean-Jacques DUMONT

*Commissaires présents en séance



**Décision n° 2011-DC-0218 de l'Autorité de sûreté nucléaire du 5 mai 2011
prescrivant à EURO DIF SA de procéder à une évaluation complémentaire de la
sûreté de certaines de ses installations nucléaires de base au regard de l'accident
survenu à la centrale nucléaire de Fukushima Daiichi**

L'Autorité de sûreté nucléaire,

Vu la directive 2009/71/EURATOM du Conseil du 25 juin 2009 établissant un cadre communautaire pour la sûreté nucléaire des installations nucléaires, notamment ses articles 5 et 6;

Vu la loi n°2006-686 du 13 juin 2006 modifiée relative à la transparence et à la sécurité en matière nucléaire, notamment ses articles 8, 28 et 29 ;

Vu le décret n° 2007-1557 du 2 novembre 2007 modifié relatif aux installations nucléaires de base et au contrôle, en matière de sûreté nucléaire, du transport de substances radioactives, notamment son article 18 ;

Vu l'arrêté du 10 août 1984 relatif à la qualité de la conception, de la construction et de l'exploitation des installations nucléaires de base ;

Vu l'arrêté du 26 novembre 1999 fixant les prescriptions techniques générales relatives aux limites et aux modalités des prélèvements et des rejets soumis à autorisation, effectués par les installations nucléaires de base ;

Vu l'arrêté du 31 décembre 1999 modifié fixant la réglementation technique générale destinée à prévenir et limiter les nuisances et les risques externes résultant de l'exploitation des installations nucléaires de base ;

Vu les conclusions du Conseil européen des 24 et 25 mars 2011 relatives notamment à la réalisation, sous le contrôle des autorités nationales de sûreté, de « tests de résistance » sur les installations nucléaires de l'Union européenne ;

Vu le courrier du Premier ministre n° 005698 du 23 mars 2011 demandant à l'ASN de réaliser une étude de la sûreté des installations nucléaires, en particulier les centrales nucléaires, au regard de l'accident en cours dans la centrale de Fukushima ;

Vu la réponse adressée par l'ASN au Premier ministre en date du 25 mars 2011 ;

Vu l'avis du Haut comité pour la transparence et l'information sur la sécurité nucléaire en date du 3 mai 2011 ;

Vu la lettre d'EURO DIF SA en date du 5 mai 2011 en réponse à la consultation faite par l'ASN ;

Considérant qu'il importe de tirer le plus complètement possible les enseignements de l'accident survenu dans la centrale nucléaire de Fukushima au Japon et que cette action s'étendra sur plusieurs années ;

Considérant qu'il est nécessaire d'engager sans attendre des évaluations de manière à disposer de premières conclusions dès la fin de 2011 ;

Considérant par ailleurs qu'il convient d'examiner en priorité la sûreté des réacteurs nucléaires de puissance en fonctionnement ou en construction ;

Considérant en outre que la sûreté d'autres installations nucléaires doit également être réévaluée au regard de l'accident survenu à Fukushima avec un degré de priorité variant en fonction de l'importance des enjeux ;

Considérant que, au sein de l'Union européenne, les évaluations résultant d'initiatives nationales doivent être aussi cohérentes que possible avec les tests de résistance menés à la demande du Conseil européen ;

Considérant que, en réponse à cette même demande, l'association des Autorités de sûreté européennes (WENRA) a établi un projet de spécifications communes pour ces tests de résistance, que ce projet répond à la plupart des besoins d'évaluation identifiés au plan national sous réserve de quelques extensions ;

Considérant enfin que les rapports établis en application de la présente décision constituant un élément du retour d'expérience de l'accident survenu dans la centrale nucléaire de Fukushima,

DECIDE :

Article 1^{er}

EURODIF SA, ci-après dénommé « l'exploitant », procèdera à l'évaluation, selon le cahier des charges figurant en annexe 1, de l'Usine Georges Besse I (INB 93), et de son annexe, (INB 93) située sur le site du Tricastin ainsi que des fonctions supports du site.

Article 2

L'exploitant remettra à l'Autorité de sûreté nucléaire au plus tard le 1^{er} juin 2011 une note présentant la méthodologie retenue pour mener l'évaluation, en particulier la définition d'accident grave appliquée, l'organisation mise en place pour respecter les échéances de la présente décision et la structure détaillée envisagée pour le rapport.

Article 3

L'exploitant remettra à l'Autorité de sûreté nucléaire son rapport au plus tard le 15 septembre 2011. Ce rapport présentera les conclusions de l'évaluation faite en utilisant les données disponibles et en s'appuyant sur les études de sûreté existantes et le jugement d'ingénieur. Il proposera les études complémentaires à mener notamment sur les points faibles et les effets « falaise » identifiés ainsi qu'un calendrier adapté pour ces études.

Article 4

Le directeur général de l'Autorité de sûreté nucléaire est chargé de l'exécution de la présente décision.

La présente décision sera notifiée à l'exploitant et publiée au Bulletin officiel de l'Autorité de sûreté nucléaire.

Fait à Paris, le 5 mai 2011.

Le collège de l'Autorité de sûreté nucléaire*,

Signée par :

André-Claude LACOSTE

Marie-Pierre COMETS

Michel BOURGUIGNON

Philippe JAMET

Jean-Jacques DUMONT

*Commissaires présents en séance



**Décision n° 2011-DC-0219 de l'Autorité de sûreté nucléaire du 5 mai 2011
prescrivant à SOCATRI de procéder à une évaluation complémentaire de la
sûreté de certaines de ses installations nucléaires de base au regard de l'accident
survenu à la centrale nucléaire de Fukushima Daiichi**

L'Autorité de sûreté nucléaire,

Vu la directive 2009/71/EURATOM du Conseil du 25 juin 2009 établissant un cadre communautaire pour la sûreté nucléaire des installations nucléaires, notamment ses articles 5 et 6;

Vu la loi n°2006-686 du 13 juin 2006 modifiée relative à la transparence et à la sécurité en matière nucléaire, notamment ses articles 8, 28 et 29 ;

Vu le décret n° 2007-1557 du 2 novembre 2007 modifié relatif aux installations nucléaires de base et au contrôle, en matière de sûreté nucléaire, du transport de substances radioactives, notamment son article 18 ;

Vu l'arrêté du 10 août 1984 relatif à la qualité de la conception, de la construction et de l'exploitation des installations nucléaires de base ;

Vu l'arrêté du 26 novembre 1999 fixant les prescriptions techniques générales relatives aux limites et aux modalités des prélèvements et des rejets soumis à autorisation, effectués par les installations nucléaires de base ;

Vu l'arrêté du 31 décembre 1999 modifié fixant la réglementation technique générale destinée à prévenir et limiter les nuisances et les risques externes résultant de l'exploitation des installations nucléaires de base ;

Vu les conclusions du Conseil européen des 24 et 25 mars 2011 relatives notamment à la réalisation, sous le contrôle des autorités nationales de sûreté, de « tests de résistance » sur les installations nucléaires de l'Union européenne ;

Vu le courrier du Premier ministre n° 005698 du 23 mars 2011 demandant à l'ASN de réaliser une étude de la sûreté des installations nucléaires, en particulier les centrales nucléaires, au regard de l'accident en cours dans la centrale de Fukushima ;

Vu la réponse adressée par l'ASN au Premier ministre en date du 25 mars 2011 ;

Vu l'avis du Haut comité pour la transparence et l'information sur la sécurité nucléaire en date du 3 mai 2011 ;

Vu la lettre de SOCATRI en date du 5 mai 2011 en réponse à la consultation faite par l'ASN ;

Considérant qu'il importe de tirer le plus complètement possible les enseignements de l'accident survenu dans la centrale nucléaire de Fukushima au Japon et que cette action s'étendra sur plusieurs années ;

Considérant qu'il est nécessaire d'engager sans attendre des évaluations de manière à disposer de premières conclusions dès la fin de 2011 ;

Considérant par ailleurs qu'il convient d'examiner en priorité la sûreté des réacteurs nucléaires de puissance en fonctionnement ou en construction ;

Considérant en outre que la sûreté d'autres installations nucléaires doit également être réévaluée au regard de l'accident survenu à Fukushima avec un degré de priorité variant en fonction de l'importance des enjeux ;

Considérant que, au sein de l'Union européenne, les évaluations résultant d'initiatives nationales doivent être aussi cohérentes que possible avec les tests de résistance menés à la demande du Conseil européen ;

Considérant que, en réponse à cette même demande, l'association des Autorités de sûreté européennes (WENRA) a établi un projet de spécifications communes pour ces tests de résistance, que ce projet répond à la plupart des besoins d'évaluation identifiés au plan national sous réserve de quelques extensions ;

Considérant enfin que les rapports établis en application de la présente décision constituant un élément du retour d'expérience de l'accident survenu dans la centrale nucléaire de Fukushima,

DECIDE :

Article 1^{er}

SOCATRI, ci-après dénommé « l'exploitant », procédera à l'évaluation, selon le cahier des charges figurant en annexe 1, de l'INB 138 située sur le site du Tricastin.

Article 2

L'exploitant remettra à l'Autorité de sûreté nucléaire au plus tard le 1^{er} juin 2011 une note présentant la méthodologie retenue pour mener l'évaluation, en particulier la définition d'accident grave appliquée, l'organisation mise en place pour respecter les échéances de la présente décision et la structure détaillée envisagée pour le rapport.

Article 3

L'exploitant remettra à l'Autorité de sûreté nucléaire son rapport au plus tard le 15 septembre 2011. Ce rapport présentera les conclusions de l'évaluation faite en utilisant les données disponibles et en s'appuyant sur les études de sûreté existantes et le jugement d'ingénieur. Il proposera les études complémentaires à mener notamment sur les points faibles et les effets « falaise » identifiés ainsi qu'un calendrier adapté pour ces études.

Article 4

Le directeur général de l'Autorité de sûreté nucléaire est chargé de l'exécution de la présente décision.

La présente décision sera notifiée à l'exploitant et publiée au Bulletin officiel de l'Autorité de sûreté nucléaire.

Fait à Paris, le 5 mai 2011.

Le collège de l'Autorité de sûreté nucléaire*,

Signée par :

André-Claude LACOSTE

Marie-Pierre COMETS

Michel BOURGUIGNON

Philippe JAMET

Jean-Jacques DUMONT

*Commissaires présents en séance



**Décision n° 2011-DC-0220 de l'Autorité de sûreté nucléaire du 5 mai 2011
prescrivant à FBFC de procéder à une évaluation complémentaire de la sûreté de
certaines de ses installations nucléaires de base au regard de l'accident survenu à
la centrale nucléaire de Fukushima Daiichi**

L'Autorité de sûreté nucléaire,

Vu la directive 2009/71/EURATOM du Conseil du 25 juin 2009 établissant un cadre communautaire pour la sûreté nucléaire des installations nucléaires, notamment ses articles 5 et 6;

Vu la loi n°2006-686 du 13 juin 2006 modifiée relative à la transparence et à la sécurité en matière nucléaire, notamment ses articles 8, 28 et 29 ;

Vu le décret n° 2007-1557 du 2 novembre 2007 modifié relatif aux installations nucléaires de base et au contrôle, en matière de sûreté nucléaire, du transport de substances radioactives, notamment son article 18 ;

Vu l'arrêté du 10 août 1984 relatif à la qualité de la conception, de la construction et de l'exploitation des installations nucléaires de base ;

Vu l'arrêté du 26 novembre 1999 fixant les prescriptions techniques générales relatives aux limites et aux modalités des prélèvements et des rejets soumis à autorisation, effectués par les installations nucléaires de base ;

Vu l'arrêté du 31 décembre 1999 modifié fixant la réglementation technique générale destinée à prévenir et limiter les nuisances et les risques externes résultant de l'exploitation des installations nucléaires de base ;

Vu les conclusions du Conseil européen des 24 et 25 mars 2011 relatives notamment à la réalisation, sous le contrôle des autorités nationales de sûreté, de « tests de résistance » sur les installations nucléaires de l'Union européenne ;

Vu le courrier du Premier ministre n° 005698 du 23 mars 2011 demandant à l'ASN de réaliser une étude de la sûreté des installations nucléaires, en particulier les centrales nucléaires, au regard de l'accident en cours dans la centrale de Fukushima ;

Vu la réponse adressée par l'ASN au Premier ministre en date du 25 mars 2011 ;

Vu l'avis du Haut comité pour la transparence et l'information sur la sécurité nucléaire en date du 3 mai 2011 ;

Vu la lettre de FBFC en date du 5 mai 2011 en réponse à la consultation faite par l'ASN ;

Considérant qu'il importe de tirer le plus complètement possible les enseignements de l'accident survenu dans la centrale nucléaire de Fukushima au Japon et que cette action s'étendra sur plusieurs années ;

Considérant qu'il est nécessaire d'engager sans attendre des évaluations de manière à disposer de premières conclusions dès la fin de 2011 ;

Considérant par ailleurs qu'il convient d'examiner en priorité la sûreté des réacteurs nucléaires de puissance en fonctionnement ou en construction ;

Considérant en outre que la sûreté d'autres installations nucléaires doit également être réévaluée au regard de l'accident survenu à Fukushima avec un degré de priorité variant en fonction de l'importance des enjeux ;

Considérant que, au sein de l'Union européenne, les évaluations résultant d'initiatives nationales doivent être aussi cohérentes que possible avec les tests de résistance menés à la demande du Conseil européen ;

Considérant que, en réponse à cette même demande, l'association des Autorités de sûreté européennes (WENRA) a établi un projet de spécifications communes pour ces tests de résistance, que ce projet répond à la plupart des besoins d'évaluation identifiés au plan national sous réserve de quelques extensions ;

Considérant enfin que les rapports établis en application de la présente décision constituant un élément du retour d'expérience de l'accident survenu dans la centrale nucléaire de Fukushima,

DECIDE :

Article 1^{er}

FBFC, ci-après dénommé « l'exploitant », procèdera à l'évaluation, selon le cahier des charges figurant en annexe 1, de chacune des installations nucléaires de base mentionnée à l'annexe 2 de la présente décision.

Article 2

L'exploitant remettra à l'Autorité de sûreté nucléaire au plus tard le 1^{er} juin 2011 une note présentant la méthodologie retenue pour mener l'évaluation, en particulier la définition d'accident grave appliquée, l'organisation mise en place pour respecter les échéances de la présente décision et la structure détaillée envisagée pour le rapport.

Article 3

Pour l'installation mentionnée au tableau A de l'annexe 2, l'exploitant remettra à l'Autorité de sûreté nucléaire un premier rapport au plus tard le 15 septembre 2011. Ce rapport présentera les conclusions de l'évaluation faite en utilisant les données disponibles et en s'appuyant sur les études de sûreté existantes et le jugement d'ingénieur. Il proposera les études complémentaires à mener

notamment sur les points faibles et les effets « falaise » identifiés ainsi qu'un calendrier adapté pour ces études.

Pour l'installation mentionnée au tableau B de l'annexe 2, la date limite de transmission du rapport est fixée au 15 septembre 2012.

Article 4

Le directeur général de l'Autorité de sûreté nucléaire est chargé de l'exécution de la présente décision.

La présente décision sera notifiée à l'exploitant et publiée au Bulletin officiel de l'Autorité de sûreté nucléaire.

Fait à Paris, le 5 mai 2011.

Le collège de l'Autorité de sûreté nucléaire*,

Signée par :

André-Claude LACOSTE

Marie-Pierre COMETS

Michel BOURGUIGNON

Philippe JAMET

Jean-Jacques DUMONT

*Commissaires présents en séance



**Décision n° 2011-DC-0221 de l'Autorité de sûreté nucléaire du 5 mai 2011
prescrivant à la SET de procéder à une évaluation complémentaire de la sûreté
de certaines de ses installations nucléaires de base au regard de l'accident
survenu à la centrale nucléaire de Fukushima Daiichi**

L'Autorité de sûreté nucléaire,

Vu la directive 2009/71/EURATOM du Conseil du 25 juin 2009 établissant un cadre communautaire pour la sûreté nucléaire des installations nucléaires, notamment ses articles 5 et 6;

Vu la loi n°2006-686 du 13 juin 2006 modifiée relative à la transparence et à la sécurité en matière nucléaire, notamment ses articles 8, 28 et 29 ;

Vu le décret n° 2007-1557 du 2 novembre 2007 modifié relatif aux installations nucléaires de base et au contrôle, en matière de sûreté nucléaire, du transport de substances radioactives, notamment son article 18 ;

Vu l'arrêté du 10 août 1984 relatif à la qualité de la conception, de la construction et de l'exploitation des installations nucléaires de base ;

Vu l'arrêté du 26 novembre 1999 fixant les prescriptions techniques générales relatives aux limites et aux modalités des prélèvements et des rejets soumis à autorisation, effectués par les installations nucléaires de base ;

Vu l'arrêté du 31 décembre 1999 modifié fixant la réglementation technique générale destinée à prévenir et limiter les nuisances et les risques externes résultant de l'exploitation des installations nucléaires de base ;

Vu les conclusions du Conseil européen des 24 et 25 mars 2011 relatives notamment à la réalisation, sous le contrôle des autorités nationales de sûreté, de « tests de résistance » sur les installations nucléaires de l'Union européenne ;

Vu le courrier du Premier ministre n° 005698 du 23 mars 2011 demandant à l'ASN de réaliser une étude de la sûreté des installations nucléaires, en particulier les centrales nucléaires, au regard de l'accident en cours dans la centrale de Fukushima ;

Vu la réponse adressée par l'ASN au Premier ministre en date du 25 mars 2011 ;

Vu l'avis du Haut comité pour la transparence et l'information sur la sécurité nucléaire en date du 3 mai 2011 ;

Vu la lettre de la SET en date du 5 mai 2011 en réponse à la consultation faite par l'ASN ;

Considérant qu'il importe de tirer le plus complètement possible les enseignements de l'accident survenu dans la centrale nucléaire de Fukushima au Japon et que cette action s'étendra sur plusieurs années ;

Considérant qu'il est nécessaire d'engager sans attendre des évaluations de manière à disposer de premières conclusions dès la fin de 2011 ;

Considérant par ailleurs qu'il convient d'examiner en priorité la sûreté des réacteurs nucléaires de puissance en fonctionnement ou en construction ;

Considérant en outre que la sûreté d'autres installations nucléaires doit également être réévaluée au regard de l'accident survenu à Fukushima avec un degré de priorité variant en fonction de l'importance des enjeux ;

Considérant que, au sein de l'Union européenne, les évaluations résultant d'initiatives nationales doivent être aussi cohérentes que possible avec les tests de résistance menés à la demande du Conseil européen ;

Considérant que, en réponse à cette même demande, l'association des Autorités de sûreté européennes (WENRA) a établi un projet de spécifications communes pour ces tests de résistance, que ce projet répond à la plupart des besoins d'évaluation identifiés au plan national sous réserve de quelques extensions ;

Considérant enfin que les rapports établis en application de la présente décision constituant un élément du retour d'expérience de l'accident survenu dans la centrale nucléaire de Fukushima,

DECIDE :

Article 1^{er}

La SET, ci-après dénommé « l'exploitant », procédera à l'évaluation, selon le cahier des charges figurant en annexe 1, de l'Usine Georges Besse II et de son annexe RECII ainsi que des fonctions supports du site (INB 168) située sur le site du Tricastin.

Article 2

L'exploitant remettra à l'Autorité de sûreté nucléaire au plus tard le 1^{er} juin 2011 une note présentant la méthodologie retenue pour mener l'évaluation, en particulier la définition d'accident grave appliquée, l'organisation mise en place pour respecter les échéances de la présente décision et la structure détaillée envisagée pour le rapport.

Article 3

L'exploitant remettra à l'Autorité de sûreté nucléaire son rapport au plus tard le 15 septembre 2011. Ce rapport présentera les conclusions de l'évaluation faite en utilisant les données disponibles et en s'appuyant sur les études de sûreté existantes et le jugement d'ingénieur. Il proposera les études complémentaires à mener notamment sur les points faibles et les effets « falaise » identifiés ainsi qu'un calendrier adapté pour ces études.

Article 4

Le directeur général de l'Autorité de sûreté nucléaire est chargé de l'exécution de la présente décision.

La présente décision sera notifiée à l'exploitant et publiée au Bulletin officiel de l'Autorité de sûreté nucléaire.

Fait à Paris, le 5 mai 2011.

Le collège de l'Autorité de sûreté nucléaire*,

Signée par :

André-Claude LACOSTE

Marie-Pierre COMETS

Michel BOURGUIGNON

Philippe JAMET

Jean-Jacques DUMONT

*Commissaires présents en séance



**Décision n° 2011-DC-0222 de l'Autorité de sûreté nucléaire du 5 mai 2011
prescrivant à Comurhex de procéder à une évaluation complémentaire de la
sûreté de certaines de ses installations nucléaires de base au regard de l'accident
survenu à la centrale nucléaire de Fukushima Daiichi**

L'Autorité de sûreté nucléaire,

Vu la directive 2009/71/EURATOM du Conseil du 25 juin 2009 établissant un cadre communautaire pour la sûreté nucléaire des installations nucléaires, notamment ses articles 5 et 6;

Vu la loi n°2006-686 du 13 juin 2006 modifiée relative à la transparence et à la sécurité en matière nucléaire, notamment ses articles 8, 28 et 29 ;

Vu le décret n° 2007-1557 du 2 novembre 2007 modifié relatif aux installations nucléaires de base et au contrôle, en matière de sûreté nucléaire, du transport de substances radioactives, notamment son article 18 ;

Vu l'arrêté du 10 août 1984 relatif à la qualité de la conception, de la construction et de l'exploitation des installations nucléaires de base ;

Vu l'arrêté du 26 novembre 1999 fixant les prescriptions techniques générales relatives aux limites et aux modalités des prélèvements et des rejets soumis à autorisation, effectués par les installations nucléaires de base ;

Vu l'arrêté du 31 décembre 1999 modifié fixant la réglementation technique générale destinée à prévenir et limiter les nuisances et les risques externes résultant de l'exploitation des installations nucléaires de base ;

Vu les conclusions du Conseil européen des 24 et 25 mars 2011 relatives notamment à la réalisation, sous le contrôle des autorités nationales de sûreté, de « tests de résistance » sur les installations nucléaires de l'Union européenne ;

Vu le courrier du Premier ministre n° 005698 du 23 mars 2011 demandant à l'ASN de réaliser une étude de la sûreté des installations nucléaires, en particulier les centrales nucléaires, au regard de l'accident en cours dans la centrale de Fukushima ;

Vu la réponse adressée par l'ASN au Premier ministre en date du 25 mars 2011 ;

Vu l'avis du Haut comité pour la transparence et l'information sur la sécurité nucléaire en date du 3 mai 2011 ;

Vu la lettre de Comurhex en date du 5 mai 2011 en réponse à la consultation faite par l'ASN ;

Considérant qu'il importe de tirer le plus complètement possible les enseignements de l'accident survenu dans la centrale nucléaire de Fukushima au Japon et que cette action s'étendra sur plusieurs années ;

Considérant qu'il est nécessaire d'engager sans attendre des évaluations de manière à disposer de premières conclusions dès la fin de 2011 ;

Considérant par ailleurs qu'il convient d'examiner en priorité la sûreté des réacteurs nucléaires de puissance en fonctionnement ou en construction ;

Considérant en outre que la sûreté d'autres installations nucléaires doit également être réévaluée au regard de l'accident survenu à Fukushima avec un degré de priorité variant en fonction de l'importance des enjeux ;

Considérant que, au sein de l'Union européenne, les évaluations résultant d'initiatives nationales doivent être aussi cohérentes que possible avec les tests de résistance menés à la demande du Conseil européen ;

Considérant que, en réponse à cette même demande, l'association des Autorités de sûreté européennes (WENRA) a établi un projet de spécifications communes pour ces tests de résistance, que ce projet répond à la plupart des besoins d'évaluation identifiés au plan national sous réserve de quelques extensions ;

Considérant enfin que les rapports établis en application de la présente décision constituant un élément du retour d'expérience de l'accident survenu dans la centrale nucléaire de Fukushima,

DECIDE :

Article 1^{er}

Comurhex, ci-après dénommé « l'exploitant », procédera à l'évaluation, selon le cahier des charges figurant en annexe 1, de l'Usine du Tricastin (INB 105) située sur le site du Tricastin.

Article 2

L'exploitant remettra à l'Autorité de sûreté nucléaire au plus tard le 1^{er} juin 2011 une note présentant la méthodologie retenue pour mener l'évaluation, en particulier la définition d'accident grave appliquée, l'organisation mise en place pour respecter les échéances de la présente décision et la structure détaillée envisagée pour le rapport.

Article 3

L'exploitant remettra à l'Autorité de sûreté nucléaire son rapport au plus tard le 15 septembre 2011. Ce rapport présentera les conclusions de l'évaluation faite en utilisant les données disponibles et en s'appuyant sur les études de sûreté existantes et le jugement d'ingénieur. Il proposera les études complémentaires à mener notamment sur les points faibles et les effets « falaise » identifiés ainsi qu'un calendrier adapté pour ces études.

Article 4

Une décision complémentaire arrêtera la liste des autres installations pour lesquelles l'exploitant doit procéder à une évaluation selon le cahier des charges figurant en annexe 1 de la présente décision. Pour chacune de ces installations, le rapport mentionné à l'article 3 sera transmis lors de la remise du rapport du plus prochain réexamen périodique de sûreté effectué en application du III de l'article 29 de la loi du 13 juin 2006 susvisée. La décision complémentaire mentionnée ci-dessus pourra cependant fixer pour certaines installations une date limite de transmission plus rapprochée tout en étant postérieure au 15 septembre 2012.

Article 5

Le directeur général de l'Autorité de sûreté nucléaire est chargé de l'exécution de la présente décision.

La présente décision sera notifiée à l'exploitant et publiée au Bulletin officiel de l'Autorité de sûreté nucléaire.

Fait à Paris, le 5 mai 2011.

Le collège de l'Autorité de sûreté nucléaire*,

Signée par :

André-Claude LACOSTE

Marie-Pierre COMETS

Michel BOURGUIGNON

Philippe JAMET

Jean-Jacques DUMONT

*Commissaires présents en séance



**Décision n° 2011-DC-0223 de l'Autorité de sûreté nucléaire du 5 mai 2011
prescrivant à MELOX SA de procéder à une évaluation complémentaire de la
sûreté de certaines de ses installations nucléaires de base au regard de l'accident
survenu à la centrale nucléaire de Fukushima Daiichi**

L'Autorité de sûreté nucléaire,

Vu la directive 2009/71/EURATOM du Conseil du 25 juin 2009 établissant un cadre communautaire pour la sûreté nucléaire des installations nucléaires, notamment ses articles 5 et 6;

Vu la loi n°2006-686 du 13 juin 2006 modifiée relative à la transparence et à la sécurité en matière nucléaire, notamment ses articles 8, 28 et 29 ;

Vu le décret n° 2007-1557 du 2 novembre 2007 modifié relatif aux installations nucléaires de base et au contrôle, en matière de sûreté nucléaire, du transport de substances radioactives, notamment son article 18 ;

Vu l'arrêté du 10 août 1984 relatif à la qualité de la conception, de la construction et de l'exploitation des installations nucléaires de base ;

Vu l'arrêté du 26 novembre 1999 fixant les prescriptions techniques générales relatives aux limites et aux modalités des prélèvements et des rejets soumis à autorisation, effectués par les installations nucléaires de base ;

Vu l'arrêté du 31 décembre 1999 modifié fixant la réglementation technique générale destinée à prévenir et limiter les nuisances et les risques externes résultant de l'exploitation des installations nucléaires de base ;

Vu les conclusions du Conseil européen des 24 et 25 mars 2011 relatives notamment à la réalisation, sous le contrôle des autorités nationales de sûreté, de « tests de résistance » sur les installations nucléaires de l'Union européenne ;

Vu le courrier du Premier ministre n° 005698 du 23 mars 2011 demandant à l'ASN de réaliser une étude de la sûreté des installations nucléaires, en particulier les centrales nucléaires, au regard de l'accident en cours dans la centrale de Fukushima ;

Vu la réponse adressée par l'ASN au Premier ministre en date du 25 mars 2011 ;

Vu l'avis du Haut comité pour la transparence et l'information sur la sécurité nucléaire en date du 3 mai 2011 ;

Vu la lettre de MELOX SA en date du 5 mai 2011 en réponse à la consultation faite par l'ASN ;

Considérant qu'il importe de tirer le plus complètement possible les enseignements de l'accident survenu dans la centrale nucléaire de Fukushima au Japon et que cette action s'étendra sur plusieurs années ;

Considérant qu'il est nécessaire d'engager sans attendre des évaluations de manière à disposer de premières conclusions dès la fin de 2011 ;

Considérant par ailleurs qu'il convient d'examiner en priorité la sûreté des réacteurs nucléaires de puissance en fonctionnement ou en construction ;

Considérant en outre que la sûreté d'autres installations nucléaires doit également être réévaluée au regard de l'accident survenu à Fukushima avec un degré de priorité variant en fonction de l'importance des enjeux ;

Considérant que, au sein de l'Union européenne, les évaluations résultant d'initiatives nationales doivent être aussi cohérentes que possible avec les tests de résistance menés à la demande du Conseil européen ;

Considérant que, en réponse à cette même demande, l'association des Autorités de sûreté européennes (WENRA) a établi un projet de spécifications communes pour ces tests de résistance, que ce projet répond à la plupart des besoins d'évaluation identifiés au plan national sous réserve de quelques extensions ;

Considérant enfin que les rapports établis en application de la présente décision constituant un élément du retour d'expérience de l'accident survenu dans la centrale nucléaire de Fukushima,

DECIDE :

Article 1^{er}

MELOX SA, ci-après dénommé « l'exploitant », procèdera à l'évaluation, selon le cahier des charges figurant en annexe 1, de l'Usine Melox (INB 151) située sur le site de Marcoule.

Article 2

L'exploitant remettra à l'Autorité de sûreté nucléaire au plus tard le 1^{er} juin 2011 une note présentant la méthodologie retenue pour mener l'évaluation, en particulier la définition d'accident grave appliquée, l'organisation mise en place pour respecter les échéances de la présente décision et la structure détaillée envisagée pour le rapport.

Article 3

L'exploitant remettra à l'Autorité de sûreté nucléaire son rapport au plus tard le 15 septembre 2011. Ce rapport présentera les conclusions de l'évaluation faite en utilisant les données disponibles et en s'appuyant sur les études de sûreté existantes et le jugement d'ingénieur. Il proposera les études complémentaires à mener notamment sur les points faibles et les effets « falaise » identifiés ainsi qu'un calendrier adapté pour ces études.

Article 4

Le directeur général de l'Autorité de sûreté nucléaire est chargé de l'exécution de la présente décision.

La présente décision sera notifiée à l'exploitant et publiée au Bulletin officiel de l'Autorité de sûreté nucléaire.

Fait à Paris, le 5 mai 2011.

Le collège de l'Autorité de sûreté nucléaire*,

Signée par :

André-Claude LACOSTE

Marie-Pierre COMETS

Michel BOURGUIGNON

Philippe JAMET

Jean-Jacques DUMONT

*Commissaires présents en séance



Décision n° 2011-DC-0224 de l'Autorité de sûreté nucléaire du 5 mai 2011 prescrivant au Commissariat à l'Energie Atomique et aux énergies alternatives (CEA) de procéder à une évaluation complémentaire de la sûreté de certaines de ses installations nucléaires de base au regard de l'accident survenu à la centrale nucléaire de Fukushima Daiichi

L'Autorité de sûreté nucléaire,

Vu la directive 2009/71/EURATOM du Conseil du 25 juin 2009 établissant un cadre communautaire pour la sûreté nucléaire des installations nucléaires notamment ses articles 5 et 6;

Vu la loi n°2006-686 du 13 juin 2006 modifiée relative à la transparence et à la sécurité en matière nucléaire, notamment ses articles 8, 28 et 29 ;

Vu le décret n° 2007-1557 du 2 novembre 2007 modifié relatif aux installations nucléaires de base et au contrôle, en matière de sûreté nucléaire, du transport de substances radioactives, notamment son article 18 ;

Vu l'arrêté du 10 août 1984 relatif à la qualité de la conception, de la construction et de l'exploitation des installations nucléaires de base ;

Vu l'arrêté du 26 novembre 1999 fixant les prescriptions techniques générales relatives aux limites et aux modalités des prélèvements et des rejets soumis à autorisation, effectués par les installations nucléaires de base ;

Vu l'arrêté du 31 décembre 1999 modifié fixant la réglementation technique générale destinée à prévenir et limiter les nuisances et les risques externes résultant de l'exploitation des installations nucléaires de base ;

Vu les conclusions du Conseil européen des 24 et 25 mars 2011 relatives notamment à la réalisation, sous le contrôle des autorités nationales de sûreté, de « tests de résistance » sur les installations nucléaires de l'Union européenne ;

Vu le courrier du Premier ministre n° 005698 du 23 mars 2011 demandant à l'ASN de réaliser une étude de la sûreté des installations nucléaires, en particulier les centrales nucléaires, au regard de l'accident en cours dans la centrale de Fukushima ;

Vu la réponse adressée par l'ASN au Premier ministre en date du 25 mars 2011 ;

Vu l'avis du Haut comité pour la transparence et l'information sur la sécurité nucléaire en date du 3 mai 2011 ;

Vu la lettre du CEA en date du 4 mai 2011 en réponse à la consultation faite par l'ASN ;

Considérant qu'il importe de tirer le plus complètement possible les enseignements de l'accident survenu dans la centrale nucléaire de Fukushima au Japon et que cette action s'étendra sur plusieurs années ;

Considérant qu'il est nécessaire d'engager sans attendre des évaluations de manière à disposer de premières conclusions dès la fin de 2011 ;

Considérant par ailleurs qu'il convient d'examiner en priorité la sûreté des réacteurs nucléaires de puissance en fonctionnement ou en construction ;

Considérant en outre que la sûreté d'autres installations nucléaires doit également être réévaluée au regard de l'accident survenu à Fukushima avec un degré de priorité variant en fonction de l'importance des enjeux ;

Considérant que, au sein de l'Union européenne, les évaluations résultant d'initiatives nationales doivent être aussi cohérentes que possible avec les tests de résistance menés à la demande du Conseil européen ;

Considérant que, en réponse à cette même demande, l'association des Autorités de sûreté européennes (WENRA) a établi un projet de spécifications communes pour ces tests de résistance, que ce projet répond à la plupart des besoins d'évaluation identifiés au plan national sous réserve de quelques extensions ;

Considérant enfin que les rapports établis en application de la présente décision constitueront un premier élément du retour d'expérience de l'accident survenu dans la centrale nucléaire de Fukushima,

DECIDE :

Article 1^{er}

Le CEA, ci-après dénommé « l'exploitant », procèdera à l'évaluation, selon le cahier des charges figurant en annexe 1, de chacune des installations nucléaires de base mentionnée à l'annexe 2 de la présente décision.

Article 2

L'exploitant remettra à l'Autorité de sûreté nucléaire au plus tard le 1^{er} juin 2011 une note présentant la méthodologie retenue pour mener l'évaluation, l'organisation mise en place pour respecter les échéances de la présente décision et la structure détaillée envisagée pour le rapport.

Article 3

Pour les installations mentionnées au tableau A de l'annexe 2, l'exploitant remettra à l'Autorité de sûreté nucléaire un premier rapport au plus tard le 15 septembre 2011. Ce rapport présentera les conclusions de l'évaluation faite en utilisant les données disponibles et en s'appuyant sur les études de sûreté existantes et le jugement d'ingénieur. Il proposera les études complémentaires à mener notamment sur les points faibles et les effets « falaise » identifiés ainsi qu'un calendrier adapté pour ces études.

Pour les installations mentionnées au tableau B de l'annexe 2, la date limite de transmission du rapport est fixée au 15 septembre 2012.

Article 4

Une décision complémentaire arrêtera la liste des autres installations pour lesquelles l'exploitant doit procéder à une évaluation selon le cahier des charges figurant en annexe 1 de la présente décision. Pour chacune de ces installations, le rapport mentionné à l'article 3 sera transmis lors de la remise du rapport du plus prochain réexamen périodique de sûreté effectué en application du III de l'article 29 de la loi du 13 juin 2006 susvisée. La décision complémentaire mentionnée ci-dessus pourra cependant fixer pour certaines installations une date limite de transmission plus rapprochée tout en étant postérieure au 15 septembre 2012.

Article 5

Le directeur général de l'Autorité de sûreté nucléaire est chargé de l'exécution de la présente décision.

La présente décision sera notifiée à l'exploitant et publiée au Bulletin officiel de l'Autorité de sûreté nucléaire.

Fait à Paris, le 5 mai 2011.

Le collège de l'Autorité de sûreté nucléaire*,

Signée par :

André-Claude LACOSTE

Marie-Pierre COMETS

Michel BOURGUIGNON

Philippe JAMET

Jean-Jacques DUMONT

*Commissaires présents en séance



Cahier des charges de l'évaluation complémentaire de la sûreté des installations nucléaires au regard de l'accident de Fukushima : Risques d'inondation, de séisme, de perte des alimentations électriques et de perte du refroidissement, ainsi que la gestion opérationnelle des situations accidentelles

Ce document s'applique à l'ensemble des installations nucléaires ; les spécificités éventuelles (réacteurs électronucléaires / autres installations nucléaires) sont encadrées.

Définitions

L'évaluation complémentaire consistera en une réévaluation ciblée des marges de sûreté des installations nucléaires à la lumière des événements qui ont eu lieu à Fukushima, à savoir des phénomènes naturels extrêmes mettant à l'épreuve les fonctions de sûreté des installations et conduisant à un accident grave.

Cette réévaluation consistera à :

- évaluer la tenue d'une installation nucléaire dans un ensemble de situations extrêmes détaillées dans le chapitre « champ d'application technique » et
- vérifier les mesures de prévention et de réduction des conséquences choisies selon une logique de défense en profondeur : initiateurs, perte induite des fonctions de sûreté, gestion d'accidents graves.

Dans ces situations extrêmes, on suppose la perte successive des lignes de défense en appliquant une approche déterministe, indépendamment de la probabilité de cette perte. Il est à noter que la perte des fonctions de sûreté et les situations d'accident grave ne peuvent se produire que lorsque plusieurs dispositions de conception ont été mises en défaut. En outre, des mesures pour gérer ces situations seront supposées être successivement mises en défaut.

Pour une installation donnée, la réévaluation portera, d'une part, sur le comportement de l'installation face à ces situations extrêmes et d'autre part sur l'efficacité des mesures de prévention et de réduction des conséquences, en notant tout point faible potentiel et tout effet falaise¹, pour chacune des situations extrêmes prises en compte. Il s'agira d'évaluer la robustesse de l'approche de défense en profondeur et la pertinence des mesures actuelles de gestion des accidents, et d'identifier les possibles améliorations de sûreté, aussi bien techniques qu'organisationnelles (telle que les procédures, les ressources humaines, l'organisation en cas d'urgence ou l'utilisation de ressources externes).

¹ Forte discontinuité dans le comportement de l'installation.

Dans le cas d'une inondation, le niveau d'eau augmenterait progressivement et un effet falaise serait atteint lorsque le niveau d'eau parvient au sommet de la digue et inonde la totalité d'un site.

Par nature, l'évaluation complémentaire se concentrera sur les mesures qui pourraient être prises consécutivement à une perte postulée des systèmes de sûreté mis en place pour faire face aux accidents pris en compte à la conception. La performance attendue de ces systèmes a été évaluée lors de l'autorisation de mise en service et ne sera pas réévaluée dans ce cadre. Pour les réacteurs, il est souligné que toutes les mesures prises pour protéger l'intégrité du cœur et des piscines de stockage des combustibles usés ou pour protéger l'intégrité du confinement constituent un élément essentiel de la défense en profondeur. De façon plus générale, la prévention est un élément essentiel de la défense en profondeur pour toutes les installations nucléaires.

En outre, l'accident de Fukushima a montré que la capacité de l'exploitant et le cas échéant de ses prestataires à s'organiser pour travailler en condition d'accident grave est un élément essentiel de la maîtrise de telles situations. Cette capacité à s'organiser est également un élément essentiel de la prévention de tels accidents, de la maintenance des installations et de la qualité de leur exploitation. Ainsi, les conditions du recours à la sous-traitance revêtent une importance particulière et doivent permettre à l'exploitant de conserver l'entière maîtrise et l'entière responsabilité de la sûreté de son installation. Les évaluations complémentaires aborderont donc également cet aspect.

Démarche de réalisation des évaluations complémentaires

Les exploitants sont les premiers responsables de la sûreté. C'est donc aux exploitants d'effectuer les évaluations complémentaires ; le rôle de l'ASN est de les évaluer de manière indépendante.

Compte tenu du calendrier contraint de l'exercice, les exploitants pourront effectuer leurs évaluations complémentaires en se fondant sur les études de sûreté existantes et le jugement d'ingénieur².

Champ d'application technique

L'analyse de sûreté existante pour les installations nucléaires couvre des situations très diverses. Le champ d'application technique de l'évaluation complémentaire a été défini en considérant plus particulièrement les enjeux mis en lumière par les événements qui ont eu lieu à Fukushima, y compris la combinaison d'événements initiateurs et de dysfonctionnements. Les situations suivantes seront abordées, correspondant à des situations de plus en plus graves :

Événements initiateurs envisageables sur le site

- Séisme ;
- Inondation ;
- Autres phénomènes naturels extrêmes.

Pertes induites de systèmes de sûreté

- Perte des alimentations électriques (y compris le cas de perte totale des alimentations électriques externes et internes) ;
- Perte de la source de refroidissement ultime ;
- Cumul de ces deux pertes.

Gestion des accidents graves

Pour les réacteurs électronucléaires et les réacteurs d'expérimentation sont notamment étudiés les:

- Moyens de prévenir et de gérer une perte de la fonction de refroidissement du cœur ;
- Moyens de prévenir et de gérer une perte de la fonction de refroidissement du combustible entreposé à sec ou sous eau ;
- Moyens de prévenir et de gérer une perte d'intégrité du confinement, notamment de l'enceinte de confinement.

² En raison du calendrier des évaluations complémentaires, certaines études techniques permettant d'étayer l'évaluation de l'exploitant pourraient ne pas être disponibles lorsqu'il s'agit de scénarios qui ne sont pas actuellement pris en compte dans la conception.

Pour les autres installations nucléaires, sont notamment étudiés les :

- Moyens de prévenir et de gérer une perte de la fonction de refroidissement ;
- Moyens de prévenir et de gérer une perte du confinement de produits radioactifs ou dangereux ;
- Moyens de prévenir et de gérer une perte des moyens de maîtrise des risques d'explosion, notamment le risque d'explosion d'hydrogène ;
- Moyens de prévenir et de gérer une perte des moyens de prévention des risques de criticité ;
- Moyens de prévenir et de gérer une perte des moyens de lutte contre l'incendie.

Cependant, les événements initiateurs pris en compte ne sont pas limités aux séismes et tsunami comme lors de l'accident de Fukushima : l'inondation est également incluse indépendamment de son origine. En outre, les conditions météorologiques extrêmes font partie de l'évaluation complémentaire.

En outre, l'évaluation des conséquences de la perte des fonctions de sûreté reste aussi valable en cas de situation provoquée par d'autres événements initiateurs, comme par exemple, une perturbation importante du réseau électrique affectant les systèmes de distribution du courant alternatif ou d'autres événements comme par exemple les actes de malveillance (même si ces initiateurs ne sont pas étudiés en tant que tels dans le cadre de cette évaluation complémentaire).

L'examen de la gestion des accidents graves se concentre sur les dispositions prises par les exploitants ; elle peut également prendre en compte la contribution de dispositions appropriées prévues par l'exploitant et externes au site. Bien que le retour d'expérience de l'accident de Fukushima puisse inclure des mesures d'urgence relevant de services situés hors du site nucléaire et destinées à la protection civile (pompiers, police, services de santé...), ce sujet est en dehors du champ de l'analyse.

Champ d'application organisationnel

Conditions de recours aux entreprises prestataires

- Champ d'activité concerné
- Modalités de choix des prestataires
- Conditions d'intervention des prestataires
- Surveillance des activités sous-traitées

* * *
*

Les sections suivantes de ce document définissent :

- les informations générales à fournir par les exploitants ;
- les points à prendre en compte par les exploitants pour chaque situation extrême considérée.

Aspects généraux

Format du rapport

L'exploitant doit fournir un seul document pour chaque site, même s'il existe plusieurs installations sur le même site.

Dans une première partie, les caractéristiques de l'installation doivent être brièvement décrites :

- la localisation (site maritime ou fluvial) ;
- le nombre d'installations sur le site ;
- l'exploitant ;
- l'environnement industriel et les risques engendrés pour l'installation.

Les principales caractéristiques de chaque installation doivent être présentées, en particulier :

Pour les réacteurs électronucléaires et les réacteurs d'expérimentation :

- le type de réacteur (y compris l'inventaire radiologique, la nature du combustible et son enrichissement, la nature du modérateur et du réfrigérant, les caractéristiques et l'état de l'enceinte de confinement) ;
- la puissance thermique ;
- la date de la première divergence ;
- l'existence et le nombre d'entreposages de combustibles neufs ou usés (ou d'entreposages partagés) ;

Les spécificités des différentes installations, importantes pour la sûreté, doivent être mises en évidence.

Pour les autres installations nucléaires :

- le type d'installation ;
- les activités (nucléaire, chimique, biologique), dont les stockages de déchets ou de combustible, avec l'inventaire maximum autorisé ;
- inventaires autorisés de matières radioactives et chimiques, avec leurs caractéristiques, notamment nature et forme
- les risques spécifiques (particulièrement les risques nucléaires et chimiques) : criticité, irradiation, risque d'explosion, d'incendie... ;
- date de la mise en actif.

Dans une deuxième partie, chaque situation extrême doit être évaluée en suivant les indications ci-dessous.

Hypothèses

Pour les installations existantes, les évaluations complémentaires porteront sur l'installation telle que construite et exploitée au 30 juin 2011. Pour les installations en construction ou en projet, les évaluations complémentaires porteront sur la conception telle que prévue ou autorisée.

L'approche doit être essentiellement déterministe : lors de l'analyse d'un scénario extrême, une approche progressive sera suivie, dans laquelle les mesures de protection des accidents sont supposées être successivement mises en défaut.

Pour chaque scénario, l'état de l'installation doit correspondre à l'état le plus défavorable qui soit autorisé par les spécifications techniques d'exploitation. Tous les états de fonctionnement doivent être envisagés (notamment, pour les réacteurs expérimentaux, les séquences expérimentales).

Dans un premier temps, l'exploitant fera son analyse installation par installation ; dans un second temps, il sera supposé que toutes les installations d'un même site (réacteurs, piscines ou autres entreposages de combustible neuf ou usé et autres installations abritant des matières dangereuses) sont touchées en même temps.

L'exploitant prendra en compte la possibilité de conditions dégradées de l'environnement du site.

L'exploitant prendra en compte :

- les actions automatiques ;
- les actions des opérateurs spécifiées dans les procédures d'urgence ;
- toute autre mesure de prévention, de reprise et de limitation des conséquences des accidents.

Informations à inclure

Trois aspects principaux doivent être inclus :

- Les dispositions prises en compte dans le dimensionnement de l'installation et la conformité de l'installation aux exigences de conception qui lui sont applicables.
- La robustesse de l'installation au-delà de ce pour quoi elle est dimensionnée. A cet effet, la robustesse (marges de conception disponibles, diversification, redondance, protection structurelle, séparation physique, etc.) des systèmes, structures et composants importants pour la sûreté et l'efficacité du concept de défense en profondeur doivent être évalués. En ce qui concerne la robustesse des installations et de l'organisation, l'exploitant identifiera les situations conduisant à une brusque dégradation des séquences accidentelles (effets falaise³) et présentera les mesures permettant de les éviter.
- Toute possibilité de modification susceptible d'améliorer le niveau considéré de défense en profondeur, en termes d'amélioration de la résistance des composants ou de renforcement de l'indépendance entre les différents niveaux de défense.

En outre, l'exploitant peut décrire des mesures de protection visant à éviter les scénarios les plus extrêmes prévus dans l'évaluation complémentaire, afin de préciser son contexte.

A cette fin, l'exploitant doit identifier :

- Les moyens d'assurer les trois fonctions fondamentales de sûreté (maîtrise de la réactivité ou prévention du risque de criticité, refroidissement du combustible et évacuation de puissance, confinement de la radioactivité) et les fonctions support (alimentation électrique, refroidissement par la source de refroidissement ultime), en tenant compte des dommages probables générés par l'événement initiateur et tout moyen qui n'aurait pas été pris en compte dans la démonstration de sûreté.
- La possibilité de mettre en œuvre des moyens mobiles externes et les conditions de leur mobilisation.
- Les procédures existantes afin de secourir l'installation en utilisant les moyens d'une autre installation.

³ Exemple : épuisement de la capacité des batteries dans un scénario de perte totale des alimentations électriques

Pour ce qui concerne la gestion des accidents graves, l'exploitant doit identifier, le cas échéant :

Pour les réacteurs électronucléaires et les réacteurs d'expérimentation :

- le délai avant l'endommagement du combustible. Si le cœur est dans la cuve du réacteur, indiquer le délai avant que le niveau d'eau n'atteigne le haut du cœur, et le délai avant que ne survienne la dégradation du combustible (par exemple l'oxydation rapide des gaines avec production d'hydrogène) ;
- pour ce qui concerne les réacteurs d'expérimentation, préciser le risque d'excursion critique et les moyens de la contrôler ;
- si le combustible est entreposé dans la piscine du combustible usé, le délai avant le début de l'ébullition de la piscine, le temps pendant lequel une protection suffisante contre les radiations est assurée, le délai avant que le niveau d'eau n'atteigne le sommet des assemblages combustibles et le délai avant une dégradation du combustible ;
- pour ce qui concerne les réacteurs d'expérimentation où du combustible est entreposé à sec, le délai pendant lequel une protection adéquate contre les radiations est assurée et le délai avant une dégradation du combustible.

Pour les autres installations nucléaires :

- le délai avant l'occurrence d'un événement qui nécessiterait le déclenchement d'actions d'urgence, d'actions dans le cadre de situations incidentelles/ accidentelles ou le délai avant rejets incontrôlés dans l'environnement ; par exemple, dans le cas d'unités contenant des solutions de matières radioactives ou de produits de fission, le délai avant l'ébullition de la solution ou avant une explosion hydrogène, et pour celles contenant des déchets vitrifiés, le délai avant une dégradation de la matière ;
- Dans le cas de piscines contenant des combustibles usés le délai avant le début de l'ébullition de la piscine, le temps pendant lequel une protection suffisante contre les radiations est assurée, le délai avant que le niveau d'eau n'atteigne le sommet des assemblages combustibles, le délai avant une dégradation du combustible et le délai avant que n'existe un risque d'explosion d'hydrogène.

Pièces justificatives

Le degré de validation des documents référencés par l'exploitant doit être identifié :

- validés dans le cadre de l'autorisation de l'installation ;
- ou non validés dans le cadre de l'autorisation de l'installation, mais suivis dans le cadre du processus d'assurance de la qualité mis en place par l'exploitant ;
- ou autres.

Séisme

I. Dimensionnement de l'installation

a) Séisme pour lequel l'installation est dimensionnée

- Caractéristiques du séisme pour lequel l'installation est dimensionnée, notamment accélération maximale au sol (PGA) et justification des hypothèses prises. Indiquer également le séisme de dimensionnement pris en compte lors de l'autorisation initiale de l'installation, s'il est différent.
- Méthodologie pour évaluer le séisme pour lequel l'installation est dimensionnée (la période de retour, les événements passés pris en compte, leur localisation et les raisons de ce choix, les marges ajoutées,...), la validité des données historiques ;
- Conclusion sur l'adéquation du séisme pour lequel l'installation est dimensionnée.

b) Dispositions de protection de l'installation face au niveau de séisme pour lequel elle est dimensionnée :

- Identification des structures, systèmes et composants (SSC) clés nécessaires pour atteindre un état de repli sûr et censés rester disponibles (opérationnels et/ ou intègres) après le séisme ;
- Principales dispositions de conception/ construction associées,
- Principales dispositions d'exploitation (y compris les procédures d'urgence, les équipements mobiles...) afin de limiter les conséquences d'un séisme, notamment d'éviter l'endommagement du cœur du réacteur et celui de la piscine d'entreposage du combustible usé et de limiter, pour les installations nucléaires autres que les réacteurs, les rejets de matières radioactives ;
- Préciser si les effets indirects du séisme ont été pris en compte, notamment :
 1. Mise en défaut de SSC qui ne sont pas conçus pour résister à ce niveau de séisme et qui pourraient, par leur perte d'intégrité, endommager de façon conséquente les SSC qui doivent rester disponibles ;
 2. Perte des alimentations électriques externes ;
 3. Situation à l'extérieur de l'installation, y compris empêchement ou retard d'accès du personnel et du matériel au site ;
 4. Incendie et explosion.

c) Conformité de l'installation à son référentiel actuel

- Organisation générale de l'exploitant pour garantir la conformité (maintenance périodique, inspections, tests...) ;
- Organisation de l'exploitant pour s'assurer que les approvisionnements et équipements mobiles à l'extérieur du site, pris en compte dans les procédures d'urgence, sont disponibles et restent en état d'être utilisés ;
- Tout écart connu, et les conséquences de ces écarts en termes de sûreté ; programmation des remises en conformité et/ ou des mesures compensatoires ;
- Examen de conformité spécifique déjà engagé par l'exploitant à la suite de l'accident à la centrale de Fukushima.

II. Evaluation des marges

- d) Sur la base des informations disponibles (qui pourraient inclure des EPS⁴ séisme, une évaluation des marges sismiques ou d'autres études sismiques pour appuyer le jugement d'ingénieur), donner une évaluation du niveau de séisme au delà duquel la perte des fonctions fondamentales de sûreté ou l'endommagement du combustible (en cuve ou en piscine) deviennent inévitables ou, pour les installations autres que les réacteurs, conduisent à l'enclenchement d'actions relevant de situations accidentelles.
- Indiquer quels sont les points faibles de l'installation et de l'organisation et préciser tout effet falaise, en fonction de l'ampleur du séisme.
 - Indiquer si des dispositions peuvent être envisagées pour prévenir ces effets falaise ou pour renforcer la robustesse de l'installation (modification de la conception, modification des procédures, dispositions organisationnelles...).
- e) Sur la base des informations disponibles (qui pourraient inclure des EPS séisme, une évaluation des marges sismiques ou d'autres études d'ingénierie sismique pour appuyer le jugement d'ingénieur), quel est le niveau de séisme auquel l'installation peut résister sans perdre l'intégrité du confinement.

⁴ Études probabilistes de sûreté

Inondations

I. Dimensionnement de l'installation

- a) Inondation pour laquelle l'installation est dimensionnée
- Caractéristiques de l'inondation pour laquelle l'installation est dimensionnée notamment le niveau d'eau pris en compte et justification de ces valeurs. Indiquer également les valeurs de ces paramètres prises en compte lors de l'autorisation initiale de l'installation.
 - Méthodologie retenue pour évaluer les caractéristiques de l'inondation pour laquelle l'installation est dimensionnée (période de retour, les événements passés pris en compte, leur localisation et les raisons de ce choix, les marges ajoutées...). Sources d'inondation considérées (tsunami, marée, tempête, rupture de barrage,...) ; validité des données historiques.
 - Conclusion sur l'adéquation du niveau d'inondation auquel l'installation est dimensionnée.
- b) Dispositions visant à protéger l'installation contre ce niveau d'inondation
- Identification des structures, systèmes et composants (SSC) clés qui doivent rester disponibles après l'inondation pour assurer un état sûr, y compris :
 - Dispositions pour assurer le fonctionnement de la station de pompage (si applicable);
 - Dispositions pour assurer l'alimentation électrique de secours;
 - Pour les installations nucléaires autres des réacteurs, dispositions pour assurer la maîtrise des risques de dispersion de matières radioactives, de criticité et d'explosion ;
 - Identification des principales dispositions de conception afin de protéger le site contre les inondations (niveau de la plate forme, de la digue,...) ;
 - Principales dispositions d'exploitation (y compris les procédures d'urgence, les équipements mobiles...) pour alerter de l'imminence de l'inondation, puis pour limiter les conséquences de l'inondation ;
 - Préciser si d'autres effets, liés à l'inondation elle-même ou aux phénomènes à l'origine de l'inondation (tels que les très mauvaises conditions météorologiques) ont été considérés, notamment :
 - Perte des alimentations électriques externes ;
 - Perte de la prise d'eau (effets des débris, des nappes d'hydrocarbures...)
 - Situation à l'extérieur de l'installation, y compris empêchement ou retard d'accès du personnel et du matériel au site.
- c) Conformité de l'installation à son référentiel
- Organisation générale de l'exploitant pour garantir la conformité (maintenance périodique, inspections, tests...) ;
 - Organisation de l'exploitant pour s'assurer que les équipements mobiles à l'extérieur du site, prévus dans les procédures d'urgence, sont disponibles et restent en état d'être utilisés ;
 - Tout écart connu, et les conséquences de ces écarts en termes de sûreté ; programmation des remises en conformité et/ ou des mesures compensatoires ;
 - Examen de conformité spécifique déjà engagé par l'exploitant à la suite de l'accident à la centrale de Fukushima.

II. Évaluation des marges

- d) Sur la base des informations disponibles (incluant des études pour appuyer le jugement d'ingénieur), quel est le niveau d'inondation auquel l'installation peut résister sans endommagement du combustible (en cuve ou en piscine) ou, pour les installations autres que les réacteurs, à l'enclenchement d'action relevant de situations accidentelles ?
- Selon le délai entre l'alerte et les inondations, indiquer si des mesures de protection supplémentaires peuvent être envisagées ou mises en œuvre ;
 - Indiquer quels sont les points faibles et préciser tout effet falaise. Identifier les bâtiments et équipements qui seraient inondés en premier ;
 - Indiquer si des dispositions peuvent être envisagées pour prévenir ces effets falaise ou pour renforcer la robustesse de l'installation (modification de la conception, modifications des procédures, dispositions organisationnelles...).

Autres phénomènes naturels extrêmes

a) Conditions météorologiques extrêmes liées à l'inondation (tempête, pluies torrentielles...)

- Événements et combinaison d'événements pris en compte, et les raisons de leur sélection (ou non) pour le dimensionnement de l'installation.
- Indiquer quels sont les points faibles et préciser tout effet falaise. Identifier les bâtiments et équipements qui seront impactés.
- Indiquer si des dispositions peuvent être envisagées pour prévenir ces effets falaise ou pour renforcer la robustesse de l'installation (modification de la conception, modification des procédures, dispositions organisationnelles...).

b) Séisme dépassant le niveau de séisme pour lequel l'installation ou certains ouvrages sont dimensionnés et inondation induite dépassant le niveau d'eau pour lequel l'installation est dimensionnée

- Indiquer si, en tenant compte de l'emplacement et de la conception de l'installation cette situation peut être physiquement possible. A cet effet, préciser notamment si un endommagement grave de structures situées à l'intérieur ou à l'extérieur du site (telles que les barrages ou les digues) pourrait avoir un impact sur la sûreté de l'installation.
- Indiquer quels sont les points faibles et préciser tout effet falaise. Identifier les bâtiments et équipements qui seront impactés.
- Indiquer si des dispositions peuvent être envisagées pour prévenir ces effets falaise ou pour renforcer la robustesse de l'installation (modification de la conception, modification des procédures, dispositions organisationnelles...).

Perte des alimentations électriques Perte des systèmes de refroidissement

Les sources d'alimentation électrique comprennent :

- les alimentations électriques externes (réseau électrique) ;
- les alimentations de secours conventionnelles (groupe électrogène diesel, turbine à combustion...);
- dans certains cas, d'autres sources de secours.

La perte successive de ces sources doit être prise en compte (cf. a) et b) ci-dessous).

Pour les réacteurs électronucléaires et les réacteurs d'expérimentation :

La source froide sert à évacuer la chaleur résiduelle du réacteur ; il s'agit habituellement de la mer ou d'une rivière. Dans certains cas, cette source froide principale peut être doublée d'une autre source froide, comme un lac, une nappe phréatique ou l'atmosphère. La perte successive de ces sources froides doit être prise en compte (cf. c) ci-dessous).

a) Perte des alimentations électriques externes

Pour les réacteurs électronucléaires et les réacteurs d'expérimentation :

- décrire les dispositions de conception de l'installation tenant compte de cette situation, les moyens de secours prévus et leurs conditions de mise en œuvre ;
- indiquer combien de temps les alimentations électriques internes peuvent fonctionner, sans secours extérieur ;
- préciser les dispositions prises pour prolonger la durée d'utilisation des alimentations électriques internes (ravitaillement en combustible des groupes électrogènes diesels...);
- indiquer toute disposition envisagée pour renforcer la robustesse de l'installation (modification de conception, modification des procédures, dispositions organisationnelles...).

Pour les autres installations nucléaires :

- décrire les dispositions de conception de l'installation tenant compte de cette situation, les moyens de secours prévus et leurs conditions de mise en œuvre ;
- indiquer combien de temps le site peut faire face à une perte des alimentations électriques externes, sans secours extérieur ;
- préciser les dispositions prises pour maîtriser la situation (ravitaillement en combustible des groupes électrogènes diesels, etc.) ;
- indiquer toute disposition envisagée pour renforcer la robustesse de l'installation (modification de conception, modification des procédures, dispositions organisationnelles...).

b) Perte des alimentations électriques externes et des alimentations internes de secours

Deux situations doivent être prises en compte :

- la perte des alimentations électriques externes et la perte des alimentations de secours conventionnelles ;
- la perte des alimentations électriques externes et la perte des alimentations de secours conventionnelles, ainsi que de toute autre source de secours.

Pour les réacteurs électronucléaires et les réacteurs d'expérimentation :

Dans chacune de deux situations, il convient de :

- fournir les informations sur la capacité et la durée des batteries ;
 - indiquer combien de temps le site peut faire face à la perte des alimentations électriques externes et des sources d'énergie de secours, sans intervention extérieure, avant qu'un endommagement grave du combustible ne soit inévitable ;
 - préciser quelles actions (extérieures) sont prévues pour prévenir la dégradation du combustible :
 - matériels déjà sur site, par exemple matériels provenant d'un autre réacteur ;
 - en supposant que tous les réacteurs situés sur un même site ont subi des dommages, matériels disponibles hors du site ;
 - générateurs géographiquement très proches (par exemple des générateurs hydroélectriques, des turbines à gaz...) qui peuvent être utilisés pour alimenter l'installation par des branchements dédiés.
- déjà nécessaire pour que chacun de ces systèmes soit opérationnel ;
- disponibilité des ressources humaines compétentes en particulier pour réaliser et rendre opérationnel ce branchement exceptionnel ;
 - identification des moments où les principaux effets faise se produisent.
- indiquer si des dispositions peuvent être envisagées pour prévenir ces effets faise ou pour renforcer la robustesse de l'installation (modification de conception, modification des procédures, dispositions organisationnelles...).

Pour les autres installations nucléaires :

Dans chacune de deux situations, il convient de :

- fournir des informations sur la capacité et la durée des batteries ;
 - indiquer combien de temps le site peut faire face à la perte des alimentations électriques externes et des sources d'énergie de secours, sans secours extérieur avant un accident grave ;
 - préciser quelles actions (extérieures) sont prévues avant un accident grave :
 - matériels déjà sur site, par exemple matériels provenant d'une autre installation ;
 - en supposant que toutes les installations situées sur un même site ont subi des dommages, matériels disponibles hors du site ;
 - délai nécessaire pour que chacun de ces systèmes soit opérationnel ;
 - disponibilité des ressources humaines compétentes ;
 - disponibilité des gaz inertes ;
 - identification des moments où les principaux effets faise se produisent.
- indiquer si des dispositions peuvent être envisagées pour prévenir ces effets faise ou pour renforcer la robustesse de l'installation (modification de conception, modification des procédures, dispositions organisationnelles...).

c) Perte du système de refroidissement ultime

Pour les réacteurs électronucléaires et les réacteurs d'expérimentation :

Donner une description des dispositions de conception destinées à empêcher la perte de la source froide (par exemple, différentes prises d'eau situées à des endroits différents, utilisation d'une source froide alternative...).

Deux situations doivent être prises en compte :

- la perte de la source froide principale, c'est-à-dire de l'accès à l'eau de la rivière ou de la mer,
- la perte de la source froide « principale » et de la source froide alternative.

Dans chacune de ces situations, il convient de :

- indiquer la durée pendant laquelle le site peut rester dans cette situation, sans secours extérieur, avant qu'un endommagement du combustible ne devienne inévitable ;
- préciser quelles actions extérieures sont prévues pour prévenir la dégradation du combustible :
 - matériels déjà sur site, par exemple matériels provenant d'un autre réacteur ;
 - en supposant que tous les réacteurs situés sur un même site ont subi les mêmes dommages, matériels disponibles hors du site ;
 - disponibilité des ressources humaines compétentes ;
 - délai nécessaire pour que ces systèmes soient opérationnels ;
 - identification des moments où les principaux effets falaise se produisent.
- indiquer quelles dispositions peuvent être envisagées pour prévenir ou retarder l'apparition de ces effets falaise, pour améliorer l'autonomie du site et pour renforcer la robustesse de l'installation (modification de conception, modification des procédures, dispositions organisationnelles...).

Pour les autres installations nucléaires :

Dans le cas où toutes les fonctions de refroidissement ont été perdues, il convient de :

- indiquer combien de temps le site peut faire face à la situation, sans secours extérieur, avant qu'un accident grave ne devienne inévitable ;
- préciser quelles actions extérieures sont prévues pour prévenir cet accident :
 - matériels déjà sur site, par exemple matériels provenant d'une autre installation ;
 - en supposant que toutes les installations situées sur un même site ont subi les mêmes dommages, matériels disponibles hors du site ;
 - disponibilité en ressources humaines compétentes ;
 - délai nécessaire pour que ces systèmes soient opérationnels,
 - identification des moments où les principaux effets falaise se produisent.
- indiquer quelles dispositions peuvent être envisagées pour prévenir ou retarder l'apparition de ces effets falaise, pour améliorer l'autonomie du site et pour renforcer la robustesse de l'installation (modification du matériel, modification des procédures, dispositions organisationnelles...).

d) Perte du système de refroidissement principal, cumulée avec la perte des alimentations électriques externes et des alimentations internes de secours

Pour les réacteurs électronucléaires et les réacteurs d'expérimentation :

- indiquer combien de temps le site peut résister à la perte de la source froide « principale », cumulée avec la perte des alimentations électriques externes et des sources d'énergie de secours, sans secours extérieur, avant qu'un endommagement du combustible ne devienne inévitable ;
- préciser quelles actions extérieures sont prévues pour prévenir la dégradation du combustible :
 - matériels déjà sur site, par exemple matériels provenant d'un autre réacteur ;
 - en supposant que tous les réacteurs situés sur un même site ont subi des dommages, matériels disponibles hors du site ;
 - disponibilité en ressources humaines ;
 - délai nécessaire pour que ces systèmes soient opérationnels,
 - identification des moments où les principaux effets faise se produisent.
- indiquer quelles dispositions peuvent être envisagées pour prévenir l'apparition de ces effets faise ou pour renforcer la robustesse de l'installation (modification de conception, modification des procédures, dispositions organisationnelles...).

Pour les autres installations nucléaires :

- indiquer combien de temps le site peut faire face à la perte du système de refroidissement principal, cumulée avec la perte des alimentations électriques externes et des sources d'énergie de secours, sans secours extérieur, avant qu'un accident grave ne devienne inévitable ;
- préciser quelles actions extérieures sont prévues pour prévenir les accidents graves :
 - matériels déjà sur site, par exemple matériels provenant d'une autre installation ;
 - en supposant que toutes les installations situées sur un même site ont subi des dommages, matériels disponibles hors du site ;
 - disponibilité en ressources humaines ;
 - délai nécessaire pour que ces systèmes soient opérationnels,
 - identification des moments où les principaux effets faise se produisent.
- indiquer quelles dispositions peuvent être envisagées pour prévenir l'apparition de ces effets faise ou pour renforcer la robustesse de l'installation (modification de conception, modification des procédures, dispositions organisationnelles...).

Gestion des accidents graves

Pour les réacteurs électronucléaires et les réacteurs d'expérimentation :

- a) Décrire les mesures de gestion des accidents qui sont actuellement en vigueur aux différents stades d'un accident grave, en particulier consécutif à une perte de la fonction de refroidissement du cœur:
- avant que le combustible ne soit endommagé dans la cuve du réacteur ;
 - actions possibles pour empêcher l'endommagement du combustible
 - suppression de la possibilité d'endommagement du combustible à haute pression
 - après que le combustible a été endommagé dans la cuve du réacteur ;
 - après la défaillance de la cuve du réacteur (fusion du cœur dans le puits de cuve) ;
- b) Décrire les mesures de gestion des accidents et les éléments de conception de l'installation permettant de protéger l'intégrité du confinement après l'endommagement du combustible :
- la prévention de toute déflagration ou détonation d'hydrogène (inertage du confinement, recombinateurs ou igniteurs), tout en tenant compte de l'événement ;
 - la prévention des surpressions dans l'enceinte de confinement,
 - la prévention du risque de re-criticité ;
 - la prévention du percement du radier ;
 - le besoin et l'alimentation de courant électrique alternatif et continu des équipements utilisés pour la préservation de l'intégrité du confinement.
- c) Décrire les mesures de gestion des conséquences de la perte de la fonction de refroidissement de l'eau de la piscine ou tout autre entreposage du combustible (les indications suivantes portent sur l'entreposage du combustible) :
- avant et après la perte d'une protection appropriée contre les radiations ;
 - avant et après le découvrément du sommet du combustible en piscine ;
 - avant et après un grave endommagement du combustible dans l'entreposage.

S'agissant de a), b) et c) ci-dessus, il conviendra, à chaque étape :

- d'identifier tout effet falaise et d'évaluer le délai avant qu'il ne se produise ;
- d'évaluer l'adéquation des mesures de gestion existantes, y compris les guides de gestion des accidents graves, et les possibles mesures complémentaires. L'exploitant devra, en particulier, examiner :
 - l'adéquation et la disponibilité de l'instrumentation requise ;
 - la disponibilité et l'habitabilité de la salle de commande ;
 - les accumulations possibles d'hydrogène dans les autres bâtiments que l'enceinte de confinement.

Pour les installations autres que les réacteurs

- a) Décrire les mesures prévues pour prévenir et gérer les accidents (criticité, explosion, incendie, rejets incontrôlé dans l'environnement...).
- b) Dans le cas particulier des piscines d'entreposages des combustibles usés, décrire les mesures qui sont actuellement prévues pour prévenir/ gérer les conséquences de la perte de la fonction de refroidissement de l'eau :
- avant et après la perte d'une protection appropriée contre les radiations ;
 - avant et après le découvrément du sommet du combustible en piscine ;
 - avant et après un grave endommagement du combustible dans l'entreposage.

S'agissant de a) et b) susmentionnés, il conviendra à chaque étape :

- d'identifier les équipements (matériels et instrumentation) utilisés pour la gestion des

- accidents, en particulier communs à différentes installations ;
- d'identifier tout effet falaise et d'évaluer le délai avant qu'il ne se produise ;
 - d'évaluer l'adéquation des mesures de gestion existantes et l'intérêt de mesures complémentaires. L'exploitant devra, en particulier, examiner l'aptitude et la disponibilité de l'instrumentation et des matériels nécessaires pour réduire les conséquences de l'accident;
 - d'évaluer les risques liés à l'hydrogène, à savoir identifier:
 - les phénomènes pouvant générer de l'hydrogène (radiolyse, réactions zirconium/ vapeur d'eau) ;
 - les accumulations possibles d'hydrogène ;
 - les moyens mis en œuvre pour la prévention des déflagrations ou détonations d'hydrogène ;
 - d'évaluer la prévention des risques de criticité, notamment durant le dénoyage ou le renoyage des piscines d'entreposage des combustibles ;

Les aspects suivants doivent être abordés :

- l'organisation de l'exploitant pour maîtriser la situation, y compris :
 - la disponibilité en personnel compétent apte à intervenir et la gestion des relèves ;
 - les dispositions prises pour permettre une intervention optimale du personnel (prise en compte du stress, de la pression psychologique...)
 - le recours, lors des situations accidentelles, à un soutien technique hors site (ainsi que les solutions de rechange prévues si ce soutien devenait indisponible) ;
 - les procédures, la formation et les exercices.
- la possibilité d'utiliser les équipements existants ;
- les dispositions pour utiliser des moyens mobiles (disponibilité des moyens, délai nécessaire pour les acheminer sur le site et les mettre en marche) ;
- la gestion de l'approvisionnement (combustible pour les générateurs diesels, eau,...) ;
- la gestion des rejets radioactifs et les dispositions prévues pour les limiter ;
- les systèmes de communication et d'information (internes et externes).

Les mesures envisagées pour gérer les accidents devront être évaluées en prenant en compte la situation telle qu'elle pourrait se présenter sur le site :

- la destruction importante des infrastructures autour de l'installation, y compris des moyens de communication (rendant plus difficiles le soutien technique et le renfort en personnel provenant de l'extérieur du site) ;
- la perturbation de l'efficacité du travail (y compris l'impact sur l'accessibilité et l'habitabilité des salles de commande principale et secondaire, des locaux utilisés par les équipes de crise ainsi que de tout local auquel il serait nécessaire d'accéder pour gérer l'accident) provoquée par des débits de dose locaux élevés, par une contamination radioactive et la destruction de certaines installations sur le site ;
- la faisabilité et l'efficacité des mesures pour gérer les accidents en cas d'agressions externes (séismes, inondations) ;
- l'indisponibilité de l'alimentation électrique ;
- la défaillance potentielle de l'instrumentation ;
- l'impact des autres installations avoisinantes sur le site.

L'exploitant déterminera quelles conditions pourraient empêcher le personnel de travailler dans les salles de commande principale ou secondaire. Il déterminera les mesures à prendre pour éviter que de telles conditions ne surviennent. Il déterminera les mesures à prendre si ces situations se produisaient néanmoins.

Conditions de recours aux entreprises prestataires

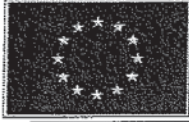
a) Décrire le champ des activités concernées en le justifiant.

Montrer que ce champ est compatible avec la pleine responsabilité de l'exploitant en matière de sûreté nucléaire et de radioprotection.

b) Décrire les modalités de choix des prestataires : exigences en matière de qualification des entreprises prestataires (notamment formation des agents à la sûreté nucléaire et à la radioprotection), formalisation des cahiers des charges et types de contrats, modalités de passation des marchés, dispositions prises pour permettre aux entreprises sous-traitantes et à leurs salariés d'avoir une visibilité à moyen terme de leur activité.

c) Décrire les dispositions prises pour permettre des conditions d'intervention satisfaisantes pour les entreprises prestataires. Décrire l'organisation mise en œuvre pour la radioprotection des intervenants.

d) Décrire les modalités de surveillance des activités sous-traitées, en particulier la manière dont l'exploitant continue d'assurer sa responsabilité en matière de sûreté nucléaire et de radioprotection.



Declaration of ENSREG

ENSREG and the European Commission have worked intensively to provide a response to the request of the European Council on 25 March 2011.

Notably, they have developed the scope and modalities for comprehensive risk and safety assessments of EU nuclear power plants. On 13 May 2011, ENSREG and the Commission have agreed the following:

1. In the light of the Fukushima accident, comprehensive risk and safety assessments undertaken by the operators under the supervision of the national regulatory authorities of nuclear power plants will start at the latest by 1 June 2011. These assessments will be based on the specifications in annex 1 largely prepared by WENRA and will cover extraordinary triggering events like earthquakes and flooding, and the consequences of any other initiating events potentially leading to multiple loss of safety functions requiring severe accident management. The methodology of these assessments is covered by annex 1. Human and organisational factors should be part of these assessments;

2. Risks due to security threats are not part of the mandate of ENSREG and the prevention and response to incidents due to malevolent or terrorists acts (including aircraft crashes) involve different competent authorities, hence it is proposed that the Council establishes a specific working group composed of Member States and associating the European Commission, within their respective competences, to deal with that issues. The mandate and modalities of work of this group would be defined through Council Conclusions¹.

3. Paragraphs 1 and 2 above contribute to a comprehensive risk and safety assessment.

¹ See annex II



Annex I

EU “Stress tests” specifications

Introduction

Considering the accident at the Fukushima nuclear power plant in Japan, the European Council of March 24th and 25th declared that “the safety of all EU nuclear plants should be reviewed, on the basis of a comprehensive and transparent risk assessment (“stress tests”); the European Nuclear Safety Regulatory Group (ENSREG) and the Commission are invited to develop as soon as possible the scope and modalities of these tests in a coordinated framework in the light of the lessons learned from the accident in Japan and with the full involvement of Member States, making full use of available expertise (notably from the Western European Nuclear Regulators Association); the assessments will be conducted by independent national authorities and through peer review; their outcome and any necessary subsequent measures that will be taken should be shared with the Commission and within ENSREG and should be made public; the European Council will assess initial findings by the end of 2011, on the basis of a report from the Commission”.

On the basis of the proposals made by WENRA at their plenary meeting on the 12-13 of May, the European Commission and ENSREG members decided to agree upon “an initial independent regulatory technical definition of a “stress test” and how it should be applied to nuclear facilities across Europe”. This is the purpose of this document.

Definition of the “stress tests”

For now we define a “stress test” as a targeted reassessment of the safety margins of nuclear power plants in the light of the events which occurred at Fukushima: extreme natural events challenging the plant safety functions and leading to a severe accident.

This reassessment will consist:

- in an evaluation of the response of a nuclear power plant when facing a set of extreme situations envisaged under the following section “technical scope” and
- in a verification of the preventive and mitigative measures chosen following a defence-in-depth logic: initiating events, consequential loss of safety functions, severe accident management.

In these extreme situations, sequential loss of the lines of defence is assumed, in a deterministic approach, irrespective of the probability of this loss. In particular, it has to be kept in mind that loss of safety functions and severe accident situations can occur only when several design provisions have failed. In addition, measures to manage these situations will be supposed to be progressively defeated.

For a given plant, the reassessment will report on the response of the plant and on the effectiveness of the preventive measures, noting any potential weak point and cliff-edge

effect, for each of the considered extreme situations. A cliff-edge effect could be, for instance, exceeding a point where significant flooding of plant area starts after water overtopping a protection dike or exhaustion of the capacity of the batteries in the event of a station blackout. This is to evaluate the robustness of the defence-in-depth approach, the adequacy of current accident management measures and to identify the potential for safety improvements, both technical and organisational (such as procedures, human resources, emergency response organisation or use of external resources).

By their nature, the stress tests will tend to focus on measures that could be taken after a postulated loss of the safety systems that are installed to provide protection against accidents considered in the design. Adequate performance of those systems has been assessed in connection with plant licensing. Assumptions concerning their performance are re-assessed in the stress tests and they should be shown as provisions in place. It is recognised that all measures taken to protect reactor core or spent fuel integrity or to protect the reactor containment integrity constitute an essential part of the defence-in-depth, as it is always better to prevent accidents from happening than to deal with the consequences of an occurred accident.

Process to perform the “stress tests” and their dissemination

The licensees have the prime responsibility for safety. Hence, it is up to the licensees to perform the reassessments, and to the regulatory bodies to independently review them.

The timeframe is as follows:

The national regulator will initiate the process at the latest on June 1 by sending requirements to the licensees.

	Progress report	Final report
Licensee report	August 15	October 31
National report	September 15	December 31

- The final national reports will be subjected to the peer review process described below.
- The European Commission, with the support of ENSREG, will present a progress report to the EU Council for the meeting scheduled on 9th December 2011 and a consolidated report to the to the EU Council for the meeting scheduled for June 2012.

Due to the timeframe of the stress test process, some of the engineering studies supporting the licensees’ assessment may not be available for scenarios not included in the current design. In such cases engineering judgment is used.

During the regulatory reviews, interactions between European regulators will be necessary and could be managed through ENSREG. Regulatory reviews should be peer reviewed by other regulators. ENSREG will put at the disposal of all peer reviews

the expertise necessary to ensure consistency of peer reviews across the EU and its neighbours.

Peer review process

In order to enhance credibility and accountability of the process the EU Council asked that the national reports should be subjected to a peer review process. The main purpose of the national reports will be to draw conclusions from the licensees' assessment using the agreed methodology. The peer teams will review the fourteen national reports of Member States that presently operate nuclear power plants and of those neighbouring countries that accept to be part of the process.

- **Team composition.** ENSREG and the Commission shall agree on team composition. The team should be kept to a working size of seven people, one of whom should act as a chairperson and a second one as rapporteur. Two members of each team will be permanent members with the task to ensure overall consistency. The Commission will be part of the team. Members of the team whose national facilities are under review will not be part of that specific review. The country subject to review has to agree on the team composition. The team may be extended to experts from third countries.
- **Methodology.** In order to guarantee the rigor and the objectivity of any peer review, the national regulator under review should give the peer review team access to all necessary information, subject to the required security clearance procedures, staff and facilities to enable the team, within the limited time available.
- **Timing.** Reviews should start immediately when final national reports become available. The peer reviews shall be completed by the end of April 2012.

Transparency

National regulatory authorities shall be guided by the "principles for openness and transparency" as adopted by ENSREG in February 2011. These principles shall also apply to the EU "stress tests".

The reports should be made available to the public in accordance with national legislation and international obligations, provided that this does not jeopardize other interests such as, inter alia, security, recognized in national legislation or international obligations.

The peer will review the conclusions of each national report and its compliance with the methodology agreed. Results of peer reviews will be made public.

Results of the reviews should be discussed both in national and European public seminars, to which other stakeholders (from non nuclear field, from non governmental organizations, etc) would be invited.

Full transparency but also an opportunity for public involvement will contribute to the EU "stress tests" being acknowledged by European citizens.

Technical scope of the “stress tests”

The existing safety analysis for nuclear power plants in European countries covers a large variety of situations. The technical scope of the stress tests has been defined considering the issues that have been highlighted by the events that occurred at Fukushima, including combination of initiating events and failures. The focus will be placed on the following issues:

a) Initiating events

- Earthquake
- Flooding

b) Consequence of loss of safety functions from any initiating event conceivable at the plant site

- Loss of electrical power, including station black out (SBO)
- Loss of the ultimate heat sink (UHS)
- Combination of both

c) Severe accident management issues

- Means to protect from and to manage loss of core cooling function
- Means to protect from and to manage loss of cooling function in the fuel storage pool
- Means to protect from and to manage loss of containment integrity

b) and c) are not limited to earthquake and tsunami as in Fukushima: flooding will be included regardless of its origin. Furthermore, bad weather conditions will be added.

Furthermore, the assessment of consequences of loss of safety functions is relevant also if the situation is provoked by indirect initiating events, for instance large disturbance from the electrical power grid impacting AC power distribution systems or forest fire, airplane crash.

The review of the severe accident management issues focuses on the licensee's provisions but it may also comprise relevant planned off-site support for maintaining the safety functions of the plant. Although the experience feedback from the Fukushima accident may include the emergency preparedness measures managed by the relevant off-site services for public protection (fire-fighters, police, health services....), this topic is out of the scope of these stress tests.

The next sections of this document set out:

- general information required from the licensees;
- issues to be considered by the licensees for each considered extreme situation.

General aspects

Format of the report

The licensee shall provide one document for each site, even if there are several units on the same site. Sites where all NPPs are definitively shutdown but where spent fuel storages are still in operation shall also be considered.

In a first part, the site characteristics shall be briefly described:

- location (sea, river);
- number of units;
- license holder

The main characteristics of each unit shall be reflected, in particular:

- reactor type;
- thermal power;
- date of first criticality;
- presence of spent fuel storage (or shared storage).

Safety significant differences between units shall be highlighted.

The scope and main results of Probabilistic Safety Assessments shall be provided.

In a second part, each extreme situation shall be assessed following the indications given below.

Hypothesis

For existing plants, the reassessments shall refer to the plant as it is currently built and operated on June 30, 2011. For plants under construction, the reassessments shall refer to the licensed design.

The approach should be essentially deterministic: when analysing an extreme scenario, a progressive approach shall be followed, in which protective measures are sequentially assumed to be defeated.

The plant conditions should represent the most unfavourable operational states that are permitted under plant technical specifications (limited conditions for operations). All operational states should be considered. For severe accident scenarios, consideration of non-classified equipment as well as realistic assessment is possible.

All reactors and spent fuel storages shall be supposed to be affected at the same time.

Possibility of degraded conditions of the site surrounding area shall be taken into account.

Consideration should be given to:

- automatic actions;
- operators actions specified in emergency operating procedures;
- any other planned measures of prevention, recovery and mitigation of accidents;

Information to be included

Three main aspects need to be reported:

- Provisions taken in the design basis of the plant and plant conformance to its design requirements;

- Robustness of the plant beyond its design basis. For this purpose, the robustness (available design margins, diversity, redundancy, structural protection, physical separation, etc) of the safety-relevant systems, structures and components and the effectiveness of the defence-in-depth concept have to be assessed. Regarding the robustness of the installations and measures, one focus of the review is on identification of a step change in the event sequence (cliff edge effect¹) and, if necessary, consideration of measures for its avoidance.
- any potential for modifications likely to improve the considered level of defence-in-depth, in terms of improving the resistance of components or of strengthening the independence with other levels of defence.

In addition, the licensee may wish to describe protective measures aimed at avoiding the extreme scenarios that are envisaged in the stress tests in order to provide context for the stress tests. The analysis should be complemented, where necessary, by results of dedicated plant walk down.

To this aim, the licensee shall identify:

- the means to maintain the three fundamental safety functions (control of reactivity, fuel cooling, confinement of radioactivity) and support functions (power supply, cooling through ultimate heat sink), taking into account the probable damage done by the initiating event and any means not credited in the safety demonstration for plant licensing;
- possibility of mobile external means and the conditions of their use;
- any existing procedure to use means from one reactor to help another reactor;
- dependence of one reactor on the functions of other reactors on the same site.

As for severe accident management, the licensee shall identify, where relevant:

- the time before damage to the fuel becomes unavoidable. For PWR and BWR, if the core is in the reactor vessel, indicate time before water level reaches the top of the core, and time before fuel degradation (fast cladding oxidation with hydrogen production);
- if the fuel is in the spent fuel pool, the time before pool boiling, time up to when adequate shielding against radiation is maintained, time before water level reaches the top of the fuel elements, time before fuel degradation starts;

Supporting documentation

Documents referenced by the licensee shall be characterised either as:

- validated in the licensing process;
- not validated in the licensing process but gone through licensee's quality assurance program;
- not one of the above.

¹ Example: exhaustion of the capacity of the batteries in the event of a station blackout

Earthquake

I. Design basis

- a) Earthquake against which the plant is designed :
- Level of the design basis earthquake (DBE) expressed in terms of peak ground acceleration (PGA) and reasons for the choice. Also indicate the DBE taken into account in the original licensing basis if different;
 - Methodology to evaluate the DBE (return period, past events considered and reasons for choice, margins added...), validity of data in time;
 - Conclusion on the adequacy of the design basis.
- b) Provisions to protect the plant against the DBE
- Identification of the key structures, systems and components (SSCs) which are needed for achieving safe shutdown state and are supposed to remain available after the earthquake;
 - Main operating provisions (including emergency operating procedure, mobile equipment...) to prevent reactor core or spent fuel damage after the earthquake;
 - Were indirect effects of the earthquake taken into account, including:
 1. Failure of SSCs that are not designed to withstand the DBE and that, in losing their integrity could cause a consequential damage of SSCs that need to remain available (e.g. leaks or ruptures of non seismic pipework on the site or in the buildings as sources of flooding and their potential consequences);
 2. Loss of external power supply;
 3. Situation outside the plant, including preventing or delaying access of personnel and equipment to the site.
- c) Plant compliance with its current licensing basis:
- Licensee's general process to ensure compliance (e.g. , periodic maintenance, inspections, testing);
 - Licensee' process to ensure that off-site mobile equipment/supplies considered in emergency procedures are available and remain fit for duty;
 - Any known deviation, and consequences of these deviations in terms of safety; planning of remediation actions;
 - Specific compliance check already initiated by the licensee following Fukushima NPP accident.

II. Evaluation of the margins

- d) Based on available information (which could include seismic PSA, seismic margin assessment or other seismic engineering studies to support engineering judgement), give an evaluation of the range of earthquake severity above which loss of fundamental safety functions or severe damage to the fuel (in vessel or in fuel storage) becomes unavoidable.
- Indicate which are the weak points and specify any cliff edge effects according to earthquake severity.
 - Indicate if any provisions can be envisaged to prevent these cliff edge effects or to increase robustness of the plant (modifications of hardware, modification of procedures, organisational provisions...).
- e) Based on available information (which could include seismic PSA, seismic margin assessment or other seismic engineering studies to support engineering judgement), what is the range of earthquake severity the plant can withstand

without losing confinement integrity.

f) Earthquake exceeding DBE and consequent flooding exceeding DBF

- Indicate whether, taking into account plant location and plant design, such situation can be physically possible. To this aim, identify in particular if severe damages to structures that are outside or inside the plant (such as dams, dikes, plant buildings and structures) could have an impact of plant safety.
- Indicate which are the weak points and failure modes leading to unsafe plant conditions and specify any cliff edge effects. Identify which buildings and equipment will be impacted.
- Indicate if any provisions can be envisaged to prevent these cliff edge effects or to increase robustness of the plant (modifications of hardware, modification of procedures, organisational provisions...)

Flooding

I. Design basis

a) Flooding against which the plant is designed :

- Level of the design basis flood (DBF) and reasons for choice. Also indicate the DBF taken into account in the original licensing basis if different;
- Methodology to evaluate the DBF (return period, past events considered and reasons for choice, margins added...). Sources of flooding (tsunami, tidal, storm surge, breaking of dam...), validity of data in time;
- Conclusion on the adequacy of the design basis.

b) Provisions to protect the plant against the DBF

- Identification of the key SSCs which are needed for achieving safe shutdown state and are supposed to remain available after the flooding, including:
 - o Provisions to maintain the water intake function;
 - o Provisions to maintain emergency electrical power supply;
- Identification of the main design provisions to protect the site against flooding (platform level, dike...) and the associated surveillance programme if any;
- Main operating provisions (including emergency operating procedure, mobile equipment, flood monitoring, alerting systems...) to warn of, then to mitigate the effects of the flooding, and the associated surveillance programme if any;
- Were other effects linked to the flooding itself or to the phenomena that originated the flooding (such as very bad weather conditions) taken into account, including:
 - o Loss of external power supply;
 - o Situation outside the plant, including preventing or delaying access of personnel and equipment to the site.

c) Plant compliance with its current licensing basis:

- Licensee's general process to ensure compliance (e.g., periodic maintenance, inspections, testing);
- Licensee's process to ensure that off-site mobile equipment/supplies considered in emergency procedures are available and remain fit for duty;
- Any known deviation and consequences of these deviations in terms of safety; planning of remediation actions;
- Specific compliance check already initiated by the licensee following Fukushima NPP accident.

II. Evaluation of the margins

d) Based on available information (including engineering studies to support engineering judgement), what is the level of flooding that the plant can withstand without severe damage to the fuel (core or fuel storage)?

- Depending on the time between warning and flooding, indicate whether additional protective measures can be envisaged/implemented.
- Indicate which are the weak points and specify any cliff edge effects. Identify which buildings and which equipment will be flooded first.
- Indicate if any provisions can be envisaged to prevent these cliff edge effects or to increase robustness of the plant (modifications of hardware, modification of procedures, organisational provisions...).

Loss of electrical power and loss of the ultimate heat sink

Electrical AC power sources are:

- o off-site power sources (electrical grid);
- o plant generator;
- o ordinary back-up generators (diesel generator, gas turbine...);
- o in some cases other diverse back-up sources.

Sequential loss of these sources has to be considered (see a) and b) below).

The ultimate heat sink (UHS) is a medium to which the residual heat from the reactor is transferred. In some cases, the plant has the primary UHS, such as the sea or a river, which is supplemented by an alternate UHS, for example a lake, a water table or the atmosphere. Sequential loss of these sinks has to be considered (see c) below).

a) Loss of off-site power (LOOP²)

- Describe how this situation is taken into account in the design and describe which internal backup power sources are designed to cope with this situation.
- Indicate for how long the on-site power sources can operate without any external support.
- Specify which provisions are needed to prolong the time of on-site power supply (refueling of diesel generators...).
- Indicate any envisaged provisions to increase robustness of the plant (modifications of hardware, modification of procedures, organisational provisions...).

For clarity, systems such as steam driven pumps, systems with stored energy in gas tanks etc. are considered to function as long as they are not dependent of the electric power sources assumed to be lost and if they are designed to withstand the initiating event (e.g. earthquake)

b) Loss of off-site power and of on-site backup power sources (SBO) Two situations have to be considered:

- LOOP + Loss of the ordinary back-up source;
- LOOP + Loss of the ordinary back-up sources + loss of any other diverse back-up sources.

For each of these situations:

- Provide information on the battery capacity and duration.
- Provide information on design provisions for these situations.
- Indicate for how long the site can withstand a SBO without any external support before severe damage to the fuel becomes unavoidable.
- Specify which (external) actions are foreseen to prevent fuel degradation:
 - o equipment already present on site, e.g. equipment from another reactor;

² All offsite electric power supply to the site is lost. The offsite power should be assumed to be lost for several days. The site is isolated from delivery of heavy material for 72 hours by road, rail or waterways. Portable light equipment can arrive to the site from other locations after the first 24 hours.

- assuming that all reactors on the same site are equally damaged, equipment
- available off-site;
- near-by power stations (e.g. hydropower, gas turbine) that can be aligned to provide power via a dedicated direct connection;
- time necessary to have each of the above systems operating;
- availability of competent human resources to make the exceptional connections;
- identification of cliff edge effects and when they occur.
- Indicate if any provisions can be envisaged to prevent these cliff edge effects or to increase robustness of the plant (modifications of hardware, modification of procedures, organisational provisions...)

c) Loss of primary ultimate heat sink (UHS³)

- Provide a description of design provisions to prevent the loss of the UHS (e.g. various water intakes for primary UHS at different locations, use of alternative UHS, ...)

Two situations have to be considered:

- Loss of primary ultimate heat sink (UHS), i.e. access to water from the river or the sea;
- Loss of primary ultimate heat sink (UHS) and the alternate UHS.

For each of these situations:

- Indicate for how long the site can withstand the situation without any external support before damage to the fuel becomes unavoidable:
Provide information on design provisions for these situations.
- Specify which external actions are foreseen to prevent fuel degradation:
 - equipment already present on site, e.g. equipment from another reactor;
 - assuming that all reactors on the same site are equally damaged, equipment available off-site;
 - time necessary to have these systems operating;
 - availability of competent human resources;
 - identification of cliff edge effects and when they occur.
- Indicate if any provisions can be envisaged to prevent these cliff edge effects or to increase robustness of the plant (modifications of hardware, modification of procedures, organisational provisions...).

d) Loss of the primary UHS with SBO

- Indicate for how long the site can withstand a loss of "main" UHS + SBO without any external support before severe damage to the fuel becomes unavoidable
- Specify which external actions are foreseen to prevent fuel degradation:
 - equipment already present on site, e.g. equipment from another reactor;
 - assuming that all reactors on the same site are equally damaged,

³ The connection with the primary ultimate heat sink for all safety and non safety functions is lost. The site is isolated from delivery of heavy material for 72 hours by road, rail or waterways. Portable light equipment can arrive to the site from other locations after the first 24 hours.

- equipment available off site;
 - availability of human resources;
 - time necessary to have these systems operating;
 - identification of when the main cliff edge effects occur.
- Indicate if any provisions can be envisaged to prevent these cliff edge effects or to increase robustness of the plant (modifications of hardware, modification of procedures, organisational provisions...)

Severe accident management

This chapter deals mostly with mitigation issues. Even if the probability of the event is very low, the means to protect containment from loads that could threaten its integrity should be assessed. Severe accident management, as forming the last line of defense-in-depth for the operator, should be consistent with the measures used for preventing the core damage and with the overall safety approach of the plant.

a) Describe the accident management measures currently in place at the various stages of a scenario of loss of the core cooling function:

- before occurrence of fuel damage in the reactor pressure vessel/a number of pressure tubes;
 - o last resorts to prevent fuel damage
 - o elimination of possibility for fuel damage in high pressure
- after occurrence of fuel damage in the reactor pressure vessel/a number of pressure tubes;
- after failure of the reactor pressure vessel/a number of pressure tubes;

b) Describe the accident management measures and plant design features for protecting integrity of the containment function after occurrence of fuel damage

- prevention of H₂ deflagration or H₂ detonation (inerting, recombiners, or igniters), also taking into account venting processes;
- prevention of over-pressurization of the containment; if for the protection of the containment a release to the environment is needed, it should be assessed, whether this release needs to be filtered. In this case, availability of the means for estimation of the amount of radioactive material released into the environment should also be described;
- prevention of re-criticality
- prevention of basemat melt through
- need for and supply of electrical AC and DC power and compressed air to equipment used for protecting containment integrity

c) Describe the accident management measures currently in place to mitigate the consequences of loss of containment integrity.

d) Describe the accident management measures currently in place at the various stages of a scenario of loss of cooling function in the fuel storage (the following indications relate to a fuel pool):

- before/after losing adequate shielding against radiation;
- before/after occurrence of uncover of the top of fuel in the fuel pool
- before/after occurrence of fuel degradation (fast cladding oxidation with hydrogen production) in the fuel pool.

For a) b) c) and d), at each stage:

- identify any cliff edge effect and evaluate the time before it;
- assess the adequacy of the existing management measures, including the procedural guidance to cope with a severe accident, and evaluate the potential for additional measures. In particular, the licensee is asked to consider:
 - o the suitability and availability of the required instrumentation;
 - o the habitability and accessibility of the vital areas of the plant (the control room, emergency response facilities, local control and sampling points, repair possibilities);
 - o potential H₂ accumulations in other buildings than containment ;

The following aspects have to be addressed:

- Organisation of the licensee to manage the situation, including:
 - o staffing, resources and shift management;
 - o use of off-site technical support for accident and protection management (and contingencies if this becomes unavailable);
 - o procedures, training and exercises;
 - Possibility to use existing equipment;
 - Provisions to use mobile devices (availability of such devices, time to bring them on site and put them in operation, accessibility to site);
 - Provisions for and management of supplies (fuel for diesel generators, water...);
 - Management of radioactive releases, provisions to limit them;
 - Management of workers' doses, provisions to limit them;
 - Communication and information systems (internal, external).
- Long-term post-accident activities.

The envisaged accident management measures shall be evaluated considering what the situation could be on a site:

- Extensive destruction of infrastructure around the plant including the communication facilities (making technical and personnel support from outside more difficult);
- Impairment of work performance (including impact on the accessibility and habitability of the main and secondary control rooms, and the plant emergency/crisis centre) due to high local dose rates, radioactive contamination and destruction of some facilities on site;
- Feasibility and effectiveness of accident management measures under the conditions of external hazards (earthquakes, floods);
- Unavailability of power supply;
- Potential failure of instrumentation;
- Potential effects from the other neighbouring plants at site.

The licensee shall identify which conditions would prevent staff from working in the main or secondary control room as well as in the plant emergency/crisis centre and what measures could avoid such conditions to occur.



Annex II

The national nuclear safety authorities should remain associated with this process to facilitate an overall coherent response with respect to prevention, management and mitigation issues. They would share within ENSREG any recommendation that they believe will contribute to the overall response to the stress test exercise.

Progress on these issues should be included in the report to be made by the Commission to the December 2011 European Council.

POST-FUKUSHIMA “STRESS TESTS” OF EUROPEAN NUCLEAR POWER PLANTS – CONTENTS AND FORMAT OF NATIONAL REPORTS

This document is intended to provide guidance for the European Nuclear Regulators on application of ENSREG document ***Annex I, EU “Stress test” specifications***

The guidance is given by way of indication. It is liable to be adjusted during the writing and integration of the report (e.g. to summarize aspects to improve comprehensibility of licensee’s explanations). It should be used by the European Nuclear Regulators so that the reports are as homogeneous as possible.

The National Reports shall be written in English and be aimed for full release to the public. They should be detailed enough to give adequate understanding of the robustness of the design but avoid revealing security relevant details. This implies that presenting information on details of systems design and on location and physical protection of equipment should be avoided.

For each chapter, the national report shall present first generic information relevant to all sites (such as regulatory requirements), then recall the main results of the operator analysis and the regulator assessment and conclusions.

It is expected that each regulator follows the numbering provided in the contents below in order to facilitate the peer review. The report length should be between 50 to 200 pages, preferably around 100 pages.

1. General data about the sites and nuclear power plants

1.1. Brief description of the site characteristics

- location (sea, river)
- number of units;
- license holder

1.1.1. Main characteristics of the units

- reactor type;
- thermal power;
- date of first criticality;
- existing spent fuel storage (or shared storage).

1.1.2. Description of the systems for conduction of main safety functions

In this section, all relevant systems should be identified and described, whether they are classified and accordingly qualified as safety systems, or designed for normal operation and classified to non-nuclear safety category. The systems description should include also fixed hook-up points for transportable external power or water supply systems that are planned to be used as last resort during emergencies.

1.2. Significant differences between units

This section is relevant only for sites with multiple NPP units of similar type.

In case some site has units of completely different design (e.g., PWR's and BWR's or plants of different generation), design information of each unit is presented separately.

1.3. Use of PSA as part of the safety assessment

Qualitative description of the use of PSA when evaluating the plant safety taking into account the current scope of the analyses. No quantitative values are expected to be quoted.

2. Earthquakes

Both the reactor and spent fuel pools, as well as spent fuel storages at site, are to be considered.

2.1. Design basis

2.1.1. Earthquake against which the plants are designed

Characteristics of the design basis earthquake (DBE)

Level of DBE expressed in terms of maximum horizontal peak ground acceleration (PGA). If no DBE was specified in the original design due to the very low seismicity of the site, PGA that was used to demonstrate the robustness of the as built design.

Methodology used to evaluate the design basis earthquake

Expected frequency of DBE, statistical analysis of historical data, geological information on site, safety margin.

Conclusion on the adequacy of the design basis for the earthquake

Reassessment of the validity of earlier information taking into account the current state-of-the-art knowledge.

2.1.2. Provisions to protect the plants against the design basis earthquake

Identification of systems, structures and components (SSC) that are required for achieving safe shutdown state and are most endangered during an earthquake. Evaluation of their robustness in connection with DBE and assessment of potential safety margin.

Main operating contingencies in case of damage that could be caused by an earthquake and could threaten achieving safe shutdown state.

Protection against indirect effects of the earthquake, for instance

Assessment of potential failures of heavy structures, pressure retaining devices, rotating equipment, or systems containing large amount of liquid that are not designed to withstand DBE and that might threaten heat transfer to ultimate heat sink by mechanical interaction or through internal flood.

Loss of external power supply that could impair the impact of seismically induced internal damage at the plants.

Situation outside the plants, including preventing or delaying access of personnel and equipment to the site.

Other indirect effects (e.g. fire or explosion).

2.1.3. Compliance of the plants with its current licensing basis

Licensee's processes to ensure that plants systems, structures, and components that are needed for achieving safe shutdown after earthquake, or that might cause indirect effects discussed under the previous section remain in operable conditions.

Licensee's processes to ensure that mobile equipment and supplies that are planned to be available after an earthquake are in continuous preparedness to be used.

Potential deviations from licensing basis and actions to address those deviations.

2.2. Evaluation of safety margins

2.2.1. Range of earthquake leading to severe fuel damage

Weak points and cliff edge effects: estimation of PGA above which loss of fundamental safety functions or severe damage to the fuel (in vessel or in fuel storage) becomes unavoidable.

2.2.2. Range of earthquake leading to loss of containment integrity

Estimation of PGA that would result in loss of integrity of the reactor containment.

2.2.3. Earthquake exceeding the design basis earthquake for the plants and consequent flooding exceeding design basis flood

Possibility of external floods caused by an earthquake and potential impacts on the safety of the plants. Evaluation of the geographical factors and the physical possibility of an earthquake to cause an external flood on site, e.g. a dam failure upstream of the river that flows past the site.

2.2.4. Measures which can be envisaged to increase robustness of the plants against earthquakes

Consideration of measures, which could be envisaged to increase plants robustness against seismic phenomena and would enhance plants safety.

3. Flooding

Both the reactor and spent fuel pools, as well as spent fuel storages at site, are to be considered.

3.1. Design basis

3.1.1. Flooding against which the plants are designed

Characteristics of the design basis flood (DBF)

Maximum height of flood postulated in design of the plants and maximum postulated rate of water level rising. If no DBF was postulated, evaluation of flood height that would seriously challenge the function of electrical power systems or the heat transfer to the ultimate heat sink.

Methodology used to evaluate the design basis flood.

Reassessment of the maximum height of flood considered possible on site, in view of the historical data and the best available knowledge on the physical phenomena that have a potential to increase the height of flood. Expected frequency of the DBF and the information used as basis for reassessment.

Conclusion on the adequacy of protection against external flooding

3.1.2. Provisions to protect the plants against the design basis flood

Identification of systems, structures and components (SSC) that are required for achieving and maintaining safe shutdown state and are most endangered when flood is increasing.

Main design and construction provisions to prevent flood impact to the plants.

Main operating provisions to prevent flood impact to the plants.

Situation outside the plants, including preventing or delaying access of personnel and equipment to the site.

3.1.3. Plants compliance with its current licensing basis

Licensee's processes to ensure that plants systems, structures, and components that are needed for achieving and maintaining the safe shutdown state, as well as systems and structures designed for flood protection remain in operable condition.

Licensee's processes to ensure that mobile equipment and supplies that are planned for use in connection with flooding are in continuous preparedness to be used.

Potential deviations from licensing basis and actions to address those deviations.

3.2. Evaluation of safety margins

3.2.1. Estimation of safety margin against flooding

Estimation of difference between maximum height of flood considered possible on site and the height of flood that would seriously challenge the safety systems, which are essential for heat transfer from the reactor and the spent fuel to ultimate heat sink.

3.2.2. Measures which can be envisaged to increase robustness of the plants against flooding.

Consideration of measures, which could be envisaged to increase plants robustness against flooding and would enhance plants safety.

4. Extreme weather conditions

4.1. Design basis

4.1.1. Reassessment of weather conditions used as design basis

Verification of weather conditions that were used as design basis for various plants systems, structures and components: maximum temperature, minimum temperature, various type of storms, heavy rainfall, high winds, etc.

Postulation of proper specifications for extreme weather conditions if not included in the original design basis.

Assessment of the expected frequency of the originally postulated or the redefined design basis conditions.

Consideration of potential combination of weather conditions.

Conclusion on the adequacy of protection against extreme weather conditions

4.2. Evaluation of safety margins

4.2.1. Estimation of safety margin against extreme weather conditions

Analysis of potential impact of different extreme weather conditions to the reliable operation of the safety systems, which are essential for heat transfer from the reactor and the spent fuel to ultimate heat sink.

Estimation of difference between the design basis conditions and the cliff edge type limits, i.e. limits that would seriously challenge the reliability of heat transfer.

4.2.2. Measures which can be envisaged to increase robustness of the plants against extreme weather conditions

Consideration of measures, which could be envisaged to increase plants robustness against extreme weather conditions and would enhance plants safety.

5. Loss of electrical power and loss of ultimate heat sink

For writing chapter 5, it is suggested that the emphasis is in consecutive measures that could be attempted to provide necessary power supply and decay heat removal from the reactor and from the spent fuel.

Chapter 5 should focus on prevention of severe damage of the reactor and of the spent fuel, including all last resort means and evaluation of time available to prevent severe damage in various circumstances. As opposite, the Chapter 6 should focus on mitigation, i.e. the actions to be taken after severe reactor or spent fuel damage as needed to prevent large radioactive releases. Main focus in Chapter 6 should thus be in protection of containment integrity.

5.1. Loss of electrical power

All offsite electric power supply to the site is lost. The offsite power should be assumed to be lost for several days. The site is isolated from delivery of heavy material for 72 hours by road, rail or waterways. Portable light equipment can arrive to the site from other locations after the first 24 hours.

5.1.1. Loss of off-site power

Design provisions taking into account this situation: normal back-up AC power sources provided, capacity and preparedness to take them in operation, Dependence on the functions of other reactors on the same site. Robustness of the provisions in connection with seism and flooding.

Autonomy of the on-site power sources and provisions taken to prolong the service time of on-site AC power supply

5.1.2. Loss of off-site power and loss of the ordinary back-up AC power source

Design provisions taking into account this situation: diverse permanently installed AC power sources and/or means to timely provide other diverse AC power sources, capacity and preparedness to take them in operation. Robustness of the provisions in connection with seismic events and flooding.

Battery capacity, duration and possibilities to recharge batteries

5.1.3. Loss of off-site power and loss of the ordinary back-up AC power sources, and loss of permanently installed diverse back-up AC power sources

Battery capacity, duration and possibilities to recharge batteries in this situation

Actions foreseen to arrange exceptional AC power supply from transportable or dedicated off-site source

Competence of shift staff to make necessary electrical connections and time needed for those actions. Time needed by experts to make the necessary connections.

Time available to provide AC power and to restore core and spent fuel pool cooling before fuel damage: consideration of various examples of time delay from reactor shutdown and loss of normal reactor core cooling condition (e.g., start of water loss from the primary circuit).

5.1.4. Conclusion on the adequacy of protection against loss of electrical power.

5.1.5. Measures which can be envisaged to increase robustness of the plants in case of loss of electrical power

5.2. Loss of the decay heat removal capability/ultimate heat sink

The connection with the primary ultimate heat sink for all safety and non safety functions is lost. The site is isolated from delivery of heavy material for 72 hours by road, rail or waterways. Portable light equipment can arrive to the site from other locations after the first 24 hours.

5.2.1. Design provisions to prevent the loss of the primary ultimate heat sink, such as alternative inlets for sea water or systems to protect main water inlet from blocking.

Robustness of the provisions in connection with seism and flooding.

5.2.2. Loss of the primary ultimate heat sink (e.g., loss of access to cooling water from the river, lake or sea, or loss of the main cooling tower)

Availability of an alternate heat sink, dependence on the functions of other reactors on the same site.

Possible time constraints for availability of alternate heat sink and possibilities to increase the available time.

5.2.3. Loss of the primary ultimate heat sink and the alternate heat sink

External actions foreseen to prevent fuel degradation.

Time available to recover one of the lost heat sinks or to initiate external actions and to restore core and spent fuel pool cooling before fuel damage: consideration of various examples of time delay from reactor shutdown to loss of normal reactor core and spent fuel pool cooling condition (e.g., start of water loss from the primary circuit).

5.2.4. Conclusion on the adequacy of protection against loss of ultimate heat sink

5.2.5. Measures which can be envisaged to increase robustness of the plants in case of loss of ultimate heat sink

- 5.3. Loss of the primary ultimate heat sink, combined with station black out (see stress tests specifications).**
 - 5.3.1. Time of autonomy of the site before loss of normal cooling condition of the reactor core and spent fuel pool (e.g., start of water loss from the primary circuit).**
 - 5.3.2. External actions foreseen to prevent fuel degradation.**
 - 5.3.3. Measures, which can be envisaged to increase robustness of the plants in case of loss of primary ultimate heat sink, combined with station black out**

6. Severe accident management

6.1. Organization and arrangements of the licensee to manage accidents

Section 6.1 should cover organization and arrangements for managing all type of accidents, starting from design basis accidents where the plants can be brought to safe shutdown without any significant nuclear fuel damage and up to severe accidents involving core meltdown or damage of the spent nuclear fuel in the storage pool.

6.1.1. Organisation of the licensee to manage the accident

Staffing and shift management in normal operation

Measures taken to enable optimum intervention by personnel

Use of off-site technical support for accident management

Dependence on the functions of other reactors on the same site

Procedures, training and exercises.

Plans for strengthening the site organisation for accident management

6.1.2. Possibility to use existing equipment

Provisions to use mobile devices (availability of such devices, time to bring them on site and put them in operation)

Provisions for and management of supplies (fuel for diesel generators, water, etc.)

Management of radioactive releases, provisions to limit them

Communication and information systems (internal and external).

6.1.3. Evaluation of factors that may impede accident management and respective contingencies

Extensive destruction of infrastructure or flooding around the installation that hinders access to the site

Loss of communication facilities / systems

Impairment of work performance due to high local dose rates, radioactive contamination and destruction of some facilities on site

Impact on the accessibility and habitability of the main and secondary control rooms, measures to be taken to avoid or manage this situation

Impact on the different premises used by the crisis teams or for which access would be necessary for management of the accident

Feasibility and effectiveness of accident management measures under the conditions of external hazards (earthquakes, floods)

Unavailability of power supply

Potential failure of instrumentation

Potential effects from the other neighbouring installations at site, including considerations of restricted availability of trained staff to deal with multi-unit, extended accidents.

6.1.4. Conclusion on the adequacy of organisational issues for accident management

6.1.5. Measures which can be envisaged to enhance accident management capabilities

6.2. Accident management measures in place at the various stages of a scenario of loss of the core cooling function

6.2.1. Before occurrence of fuel damage in the reactor pressure vessel/a number of pressure tubes (including last resorts to prevent fuel damage)

6.2.2. After occurrence of fuel damage in the reactor pressure vessel/a number of pressure tubes

6.2.3. After failure of the reactor pressure vessel/a number of pressure tubes

6.3. Maintaining the containment integrity after occurrence of significant fuel damage (up to core meltdown) in the reactor core

6.3.1. Elimination of fuel damage / meltdown in high pressure

Design provisions

Operational provisions

6.3.2. Management of hydrogen risks inside the containment

Design provisions, including consideration of adequacy in view of hydrogen production rate and amount

Operational provisions

6.3.3. Prevention of overpressure of the containment

Design provisions, including means to restrict radioactive releases if prevention of overpressure requires steam / gas relief from containment

Operational and organisational provisions

6.3.4. Prevention of re-criticality

Design provisions

Operational provisions

6.3.5. Prevention of basemat melt through

Potential design arrangements for retention of the corium in the pressure vessel

Potential arrangements to cool the corium inside the containment after reactor pressure vessel rupture

Cliff edge effects related to time delay between reactor shutdown and core meltdown

6.3.6. Need for and supply of electrical AC and DC power and compressed air to equipment used for protecting containment integrity

Design provisions

Operational provisions

6.3.7. Measuring and control instrumentation needed for protecting containment integrity

6.3.8. Capability for severe accident management in case of simultaneous core melt/fuel damage accidents at different units on the same site

6.3.9. Conclusion on the adequacy of severe accident management systems for protection of containment integrity

6.3.10. Measures which can be envisaged to enhance capability to maintain containment integrity after occurrence of severe fuel damage

6.4. Accident management measures to restrict the radioactive releases

6.4.1. Radioactive releases after loss of containment integrity

Design provisions

Operational provisions

6.4.2. Accident management after uncovering of the top of fuel in the fuel pool

Hydrogen management

Providing adequate shielding against radiation

Restricting releases after severe damage of spent fuel in the fuel storage pools

Instrumentation needed to monitor the spent fuel state and to manage the accident
Availability and habitability of the control room

6.4.3. Conclusion on the adequacy of measures to restrict the radioactive releases

7. General conclusion

7.1. Key provisions enhancing robustness (already implemented)

Safety margins identified and their significance. Any provisions or good practices that lead to enhance the robustness of the plants, implemented for example following continuous improvement process or PSR.

7.2. Safety issues

Shortfalls, if any, and cliff edge effects identified and their significance

7.3. Potential safety improvements and further work forecasted

The regulator is expected to give an overview of the studies or improvements that have been decided after stress tests and an indication of corresponding the time scale.



Evaluations complémentaires de la sûreté des installations nucléaires au regard de l'accident de Fukushima

Liste des installations et des sites arrêtée au 5 mai 2011

1) Installations et sites prioritaires à traiter en 2011

- **Installations exploitées par Electricité de France - Réacteurs de puissance**

1. CNPE de Belleville (INB 127 et 128)
2. CNPE de Blayais (INB 86 et 110)
3. CNPE de Bugey (INB 78 et 89)
4. CNPE de Cattenom (INB 124, 125, 126 et 137)
5. CNPE de Chinon B (INB 107 et 132)
6. CNPE de Chooz B (INB 139 et 144)
7. CNPE de Civaux (INB 158 et 159)
8. CNPE de Cruas (INB 111 et 112)
9. CNPE de D ampierre (INB 84 et 85)
10. CNPE de Fessenheim (INB 75)
11. Site de Flamanville, incluant le réacteur de Flamanville 3 (INB 108, 109 et 167)
12. CNPE de Golfech (INB 135 et 142)
13. CNPE de Gravelines (INB 96, 97 et 122)
14. CNPE de Nogent (INB 129 et 130)
15. CNPE de Paluel (INB 103, 104, 114 et 115)
16. CNPE de Penly (INB 136 et 140)
17. CNPE de Saint-Alban-Saint-Maurice (INB 119 et 120)
18. CNPE de Saint Laurent B (INB 100)
19. CNPE de Tricastin (INB 87 et 88)

- **Installations exploitées par le Commissariat à l'Energie Atomique et aux énergies alternatives**

- | | |
|-------------------|--|
| Site de Cadarache | - Réacteur Jules Horowitz (réacteur expérimental et d'irradiation) (INB 172) |
| | - Masurca (maquette critique) (INB 39) |
| | - ATPu (laboratoire en démantèlement) (INB 32) |
| Site de Saclay | - O SIRIS (réacteur expérimental) (INB 40) |
| Site de Marcoule | - Phénix (INB 71) |

- **Installations exploitées par le groupe AREVA**

- | | |
|-------------------|---|
| Site de la Hague | - UP3 (INB 116) |
| AREVA NC | - UP2 800 (INB 117) |
| | - UP2 400 (INB 33) |
| | - STE2 A silos (INB 38) |
| | - HAO (INB 80) |
| | - Elan 2B (INB 47) |
| | - STE3 (INB 118) |
| | - Fonctions support du site |
| Site de Marcoule | - MELOX SA : Usine Melox (INB 151) |
| Site du Tricastin | - EURODIF SA : Usine George Besse I et son annexe (INB 93) |
| | - SET : Usine George Besse II et son annexe RECII (INB 168) |
| | - AREVA NC : Usine TU5 W (INB 155) |
| | - Comurhex - Usine du Tricastin (INB 105) |
| | - SOCATRI - Usine (INB 138) |
| | - Fonctions support du site |
| Site de Romans | - FBFC : Usine FBFC (INB 98) |

- **Installation exploitée par l'Institut Laue Langevin**

Site de Grenoble - Réacteur à haut flux (RHF) (INB 67)

2) Installations et sites à traiter en 2012
--

- **Installations exploitées par le Commissariat à l'Energie Atomique et aux énergies alternatives**

Site de Cadarache - Rapsodie (INB 25)
- MCMF (INB 53)
- LECA (INB 55)
- CHICADE (INB 148)
- Cabri (INB 24)
- PEGASE (INB 22)
- Parc d'entreposage (INB 56)
- Fonctions support du site

Site de Saclay - Orophée (INB 101)
Site de Marcoule - Atalante (INB 156)
- Fonctions support du site

- **Installations exploitées par le groupe AREVA**

Site de Romans - FBFC - Usine CERCA (INB 63)

- **Installation exploitée par Cisbio International**

Site de Saclay - Usine Cisbio (INB 29)

- **Installations en démantèlement d'Electricité de France**

Site de Creys Malville - Superphénix dont TNA (INB 91)
- APEC (INB 141)

Site du CNPE Bugey - Bugey 1 (INB 45)

Site du CNPE de Chinon - Chinon A1 (INB 133)
- Chinon A2 (INB 153)
- Chinon A3 (INB 161)

Site du CNPE de Saint-Laurent - Saint-Laurent A1 (INB 46)
- Saint-Laurent A2 (INB 46)

Site du CNPE Chooz - Chooz A (INB 163)

Site de Brennilis - Monts d'Arrée - EL4-D (INB 162)

- **Installation en projet d'ITER ORGANIZATION**

Site de Cadarache - ITER

3) Autres installations non prioritaires, à traiter par des demandes adaptées de l'ASN, y compris en demandant éventuellement des ré examens de façon anticipée

• **Installations exploitées par le Commissariat à l'Energie Atomique et aux énergies alternatives**

Site de Cadarache

- Phébus (INB 92)
- EOLE (INB 42)
- MINERVE (INB 95)
- STAR (INB 55)
- Magenta (INB 169)
- CEDRA (INB 164)
- LPC (INB 54)
- LEFCA (INB 123)
- CASCAD (INB 22)
- AGATE (INB 171)
- STEDS Traitement (INB 37)

Site de Saclay

- ISIS (INB 40)
- LECI (INB 50)
- Poseidon (INB 77)
- LHA (INB 49)
- ZGDS Entreposage (INB 72)
- ZGEL Traitement et entreposage (INB 35)

Site de Grenoble

- STED (INB 36)
- STED (INB 79)
- LAMA (INB 61)

Site de Fontenay-aux-Roses

- INB Procédé (INB 165)
- INB Support (INB 166)

Ne sont pas concernées par les évaluations complémentaires de sûreté les INB suivantes : ATUe (INB 52) sur le site de Cadarache, Ulysse (INB 18) sur le site de Saclay, Melusine (INB 19) et Siloé (INB 20) sur le site de Grenoble.

• **Installations exploitées par IONISOS**

- Site de Dagneux (INB 68)
- Site de Pouzauges (INB 146)
- Site de Sablé sur Sarthe (INB 154)

• **Installations exploitées par l'Andra**

- Centre de la Manche (INB 66)
- CSFMA (INB 149)

• **Installations exploitées par Electricité de France**

Site du Tricastin

- Base chaude opérationnelle du Tricastin (BCOT) (INB 157)

Site de Chinon

- Atelier des matériaux irradiés (AMI) (INB 94)
- Magasin de combustible interrégional (MIR) (INB 99)

Site de Bugey

- Magasin de combustible interrégional (MIR) (INB 102)
- ICEDA (INB 173)

Site de Saint- Laurent

- Silos de St Laurent Entreposage (INB 74)

• **Installations exploitées par le groupe AREVA**

Site de Narbonne

- Comurhex Malvézi (ECRIN) (demande d'autorisation en cours)

• **Autres exploitants**

SOCODEI - Site de Marcoule

- Centraco (INB 160)

SOMANU - Site de Maubeuge

- Atelier de maintenance nucléaire (INB 143)

GIE GANIL - Site de Caen

- GANIL (INB 113)

ISOTRON

- GAMMASTER - Marseille (INB 147)
- GAMMATEC - Chuslan (INB170)

Ne sont pas concernées par les évaluations complémentaires de sûreté les INB suivantes : le réacteur universitaire de Strasbourg (INB 44) - Université Louis Pasteur , le LURE (INB 106), SICN (INB65 et INB90).



Les inspections ciblées Fukushima - INB/ REP


















58 réacteurs - 19 sites

Sites inspectés	Dates inspection	Référence lettre de suites
Centrale nucléaire de Cruas-Meysses 4 réacteurs de 900 MWe - EDF	19/10/2011 au 21/10/2011	INSSN-LYO-2011-0843 (PDF - 285,48 Ko)
Centrale nucléaire de Gravelines 6 réacteurs de 900 MWe - EDF	21/06/2011 et 06/07/2011	INSSN-DOA-2011-0878 (PDF - 107,41 Ko)
	22/09/2011	INSSN-DOA-2011-0878 (PDF - 84,21 Ko)
	11/10/2011	INSSN-DOA-2011-0878 (PDF - 76,06 Ko)
	10/10/2011	INSSN-DOA-2011-0878 (PDF - 102,05 Ko)
	04/10/2011	INSSN-DOA-2011-0878 Alim (PDF - 85,90 Ko)
Centrale nucléaire du Tricastin - 4 réacteurs de 900 MWe - EDF	03/10/2011 au 05/10/2011	INSSN-LYO-2011-0844 (PDF - 255,39 Ko)
Centrale nucléaire de Fessenheim - 2 réacteurs de 900 MWe - EDF	27/09/2011 au 29/09/2011	INSSN-STR-2011-0856 (PDF - 312,19 Ko)
Centrale nucléaire de Chinon B - 4 réacteurs de 900 MWe - EDF	21/09/2011 au 22/09/2011	INSSN-OLS-2011-0846 (PDF - 129,23 Ko)
Centrale nucléaire du Bugey - 4 réacteurs de 900 MWe - EDF	19/09/2011 au 21/09/2011	INSSN-LYO-2011-0841 (PDF - 193,67 Ko)
Centrale nucléaire de Paluel - 4 réacteurs de 1300 MWe - EDF	14/09/2011 au 16/09/2011	INSSN-CAE-2011-0853 (PDF - 297,88 Ko)
Centrale nucléaire de Dampierre-en-Burly - 4 réacteurs de 900 MWe - EDF	14/09/2011 au 15/09/2011	inssn-ols-2011-0848 (PDF - 156,93 Ko)
Centrale nucléaire de Saint-Laurent-des-Eaux - 2 réacteurs de 900 MWe - EDF	01/09/2011 au 02/09/2011	INSSN-OLS-2011-0849 (PDF - 147,79 Ko)
Centrale nucléaire de Civaux - 2 réacteurs de 1450 MWe - EDF	23/08/2011 au 25/08/2011	INSSN-BDX-2011-0839 (PDF - 137,61 Ko)
Centrale nucléaire de Golfech - 2 réacteurs de 1300 MWe - EDF	22/08/2011 au 24/08/2011	INSSN-BDX-2011-0838 (PDF - 182,13 Ko)
Centrale nucléaire de Belleville-sur-Loire - 2 réacteurs de 1300 MWe - EDF	16/08/2011 au 17/08/2011	INSSN-OLS-2011-0845 (PDF - 147,75 Ko)

Centrale nucléaire de Cattenom - 4 réacteurs de 1300 MWe - EDF	02/08/2011 au 04/08/2011	 INSSN-STR-2011-0905 (PDF - 336,81 Ko)
Centrale nucléaire de Flamanville - 2 réacteurs de 1300 MWe (hors EPR) - EDF	25/07/2011 au 28/07/2011	 INSSN-CAE-2011-0854 (PDF - 290,34 Ko)
Centrale nucléaire de Chooz B - 2 réacteurs de 1450 MWe - EDF	18/07/2011 au 06/09/2011	 INSSN-CHA-2011-0879 (PDF - 180,42 Ko)
Centrale nucléaire de Penly - 2 réacteurs de 1300 MWe - EDF	28/06/2011 au 01/07/2011	 INSSN-CAE-2011-0852 (PDF - 295,43 Ko)
Centrale nucléaire de Nogent-sur-Seine - 2 réacteurs de 1300 MWe - EDF	28/06/2011 au 05/08/2011	 INSSN-CHA-2011-0880 (PDF - 204,18 Ko)
Centrale nucléaire de Saint-Alban - 2 réacteurs de 1300 MWe - EDF	27/06/2011 au 29/06/2011	 INSSN-LYO-2011-0842 (PDF - 271,42 Ko)
Centrale nucléaire du Blayais - 4 réacteurs de 900 MWe - EDF	14/06/2011 au 16/06/2011	 INSSN-BDX-2011-0840 (PDF - 159,44 Ko)

Les inspections ciblées Fukushima - INB/ LUDD

20 INB - 17 Ids - 7 sites différents

Site et INB inspectés	Dates inspection	Référence lettre de suites
Site CEA Cadarache		
Réacteur JULES HOROWITZ (RJH)	26/07/2011	 INSSN-MRS-2011-0867 (PDF - 82,13 Ko)
Masurca - Réacteur de recherche	14/09/2011	 INSSN-MRS-2011-0866 (PDF - 91,08 Ko)
Atelier de technologie plutonium (ATPu)	21/09/2011	 INSSN-MRS-2011-0708 (PDF - 94,28 Ko)
CEA Saclay Réacteurs Osiris et Isis	05/07/2011 au 06/07/2011	 INSSN-OLS-2011-0850 (PDF - 121,45 Ko)
Site AREVA NC La Hague		
Ateliers : Elan IIB, HAO, STE2 AT1, STE3, UP2 800, UP2 400, UP3 A,	07/09/2011 au 09/09/2011	 INSSN-CAE-2011-0885 (PDF - 238,94 Ko)
Ateliers : Elan IIB, HAO, STE2 AT1, STE3, UP2 800, UP2 400, UP3 A,	22/08/2011 au 24/08/2011	 INSSN-CAE-2011-0884 (PDF - 262,56 Ko)
Ateliers : STE3 - UP2 800 - UP3 A	19/07/2011 au 21/07/2011	 INSSN-CAE-2011-0883 (PDF - 239,51 Ko)
Ateliers : STE3 - UP2 800 - UP3 A	20/06/2011 au 22/06/2011	 INSSN-CAE-2011-0882 (PDF - 261,24 Ko)
Ateliers : STE3 - UP2 800 - UP3 A	14/06/2011 au 16/06/2011	 INSSN-CAE-2011-0881 (PDF - 266,15 Ko)
AREVA FBFC Romans sur Isère Usine de fabrication de combustibles nucléaires	12/10/2011 au 14/10/2011	 INSSN-LYO-2011-0847 (PDF - 161,62 Ko)
Institut Laue Langevin (ILL) - Réacteur à haut flux (RHF) - Réacteur de recherche	05/09/2011 au 07/09/2011	 INSSN-LYO-2011-0857 (PDF - 187,05 Ko)
Usine MELOX (Marcoule)	18 août 2011	 INSSN-MRS-2011-0688 (PDF - 85,90 Ko)
Site du Tricastin		
AREVA- SOCATRI Installation d'assainissement et de récupération de l'uranium	22/08/2011 au 23/08/2011	 INSSN-LYO-2011-0863 (PDF - 145,77 Ko)
COMURHEX Usine de préparation d'hexafluorure d'uranium	04/10/2011 au 05/10/2011	 INSSN-LYO-2011-0861 (PDF - 159,22 Ko)
AREVA NC Pierrelatte Installation TU 5 - Transformation de substances radioactives	02/08/2011 au 04/08/2011	 INSSN-LYO-2011-0858 (PDF - 143,35 Ko)
EURODIF (SET) Usine Georges Besse	18/07/2011 au 20/07/2011	 INSSN-LYO-2011-0860 (PDF - 150,41 Ko)
AREVA Bollène Usine Georges Besse II séparation des isotopes de l'uranium par centrifugation	28/06/2011 au 29/06/2011	 INSSN-LYO-2011-0862 (PDF - 164,55 Ko)

Paris, le 3 mai 2011

**Avis n°4 du Haut comité
sur le projet de cahier des charges de l'Autorité de sûreté nucléaire
relatif à l'audit de sûreté des installations nucléaires françaises**

A l'occasion de la séance extraordinaire du 3 mai 2011, le Haut comité pour la transparence et l'information sur la sécurité nucléaire a émis, sur le rapport de son groupe de travail, un avis favorable sur le projet de cahier des charges rédigé par l'Autorité de sûreté nucléaire pour répondre à la saisine du Premier ministre concernant l'audit de sûreté des installations nucléaires en France à la suite de l'accident de Fukushima.

Cet avis fait suite aux premiers travaux du groupe de travail constitué par le Haut comité pour contribuer à la démarche d'audit des installations nucléaires françaises, comme demandé par Madame la Ministre de l'écologie, du développement durable, des transports et du logement et Monsieur le Ministre chargé de l'industrie, de l'énergie et de l'économie numérique.

Ce groupe de travail, piloté par M. Gilles COMPAGNAT, membre du Haut comité représentant la CFDT, est constitué de représentants des sept collèges du HCTISN.

L'ASN a présenté, lors de la séance extraordinaire du HCTISN du 3 mai 2011, un projet de cahier des charges tenant compte des contributions du groupe de travail qui s'est réuni le 20 avril et le 3 mai 2011.

Le Haut comité :

- estime que la présente démarche d'audit est la première étape du long processus de retour d'expérience de l'accident de Fukushima ;
- émet un avis favorable sur le projet de cahier des charges présenté par l'ASN ;
- constate qu'il prend en compte les questions techniques posées par l'accident de Fukushima ;
- note avec intérêt que, en cohérence avec les propositions des membres du groupe de travail,
 - le cahier des charges couvre les conditions de recours aux entreprises prestataires,
 - le champ de l'audit inclut, dès 2011, une quinzaine d'installations nucléaires autres que les centrales nucléaires, dont les principales du site de La Hague ;
- prend note que le champ de l'audit n'a pu être étendu dans un premier temps à certaines thématiques proposées par des membres du groupe de travail (transport de combustibles, actes de malveillance...) en raison des contraintes de calendrier.

Le groupe de travail du HCTISN contribue au processus d'audit dès à présent, et dans une perspective de long terme, notamment en auditionnant des spécialistes, en rencontrant les parties prenantes, et en assistant à quelques inspections de l'ASN programmées sur les thèmes de l'audit.

Le Président,



Henri REVOL

**GROUPE PERMANENT D'EXPERTS
POUR LES RÉACTEURS NUCLÉAIRES**

**GROUPE PERMANENT D'EXPERTS
POUR LES INSTALLATIONS NUCLÉAIRES DE BASE
AUTRES QUE LES RÉACTEURS NUCLÉAIRES
À L'EXCEPTION DES INSTALLATIONS DESTINÉES
AU STOCKAGE À LONG TERME DES DÉCHETS RADIOACTIFS**

Avis

**relatif aux démarches mises en œuvre par les exploitants
EDF, ILL, AREVA et CEA pour réaliser les évaluations
complémentaires de sûreté post- Fukushima de leurs
installations nucléaires de base**

06/07/2011

I

Conformément à la demande du président de l'Autorité de sûreté nucléaire, formulée dans sa lettre CODEP-DCN-2011-037232 du 30 juin 2011, les groupes permanents pour les réacteurs, les usines et les laboratoires se sont réunis le 6 juillet 2011 pour examiner les démarches retenues par Electricité de France (EDF), l'Institut Laue Langevin (ILL), le Commissariat à l'Energie Atomique et aux énergies alternatives (CEA) et AREVA pour réaliser les évaluations complémentaires de sûreté dites « post-Fukushima ».

Au cours de l'instruction technique, les exploitants ont pris un certain nombre d'engagements complémentaires à leurs notes de présentation de démarche, transmis à l'Autorité de sûreté nucléaire.

II

Les groupes permanents ont pris connaissance de l'analyse, par l'Institut de radioprotection et de sûreté nucléaire (IRSN), des démarches retenues par les exploitants pour répondre au cahier des charges de l'ASN visant à permettre d'évaluer la robustesse des installations à l'égard de situations de séisme ou d'inondation de niveau supérieur aux aléas retenus pour les sites concernés, ainsi que de perte totale des alimentations électriques ou des sources de refroidissement. La démarche d'analyse de la robustesse des moyens matériels, humains et organisationnels de gestion de crise est également examinée dans ce cadre.

Les groupes permanents ont entendu les conclusions de l'IRSN sur :

- l'état des installations à considérer pour les évaluations complémentaires de sûreté des installations ou des sites concernés ;
- la démarche d'analyse de la robustesse des installations à l'égard des agressions retenues dans le cahier des charges de l'ASN ; celle-ci s'articule autour du choix des aléas à retenir pour les sites, du choix des équipements à vérifier et du caractère plausible des aléas considérés ;
- la démarche de prise en compte, au-delà des agressions retenues pour les sites, d'événements ou d'effets induits par les agressions retenues dans les installations (incendie, explosion...) et événements ou effets induits en cascade du fait de l'environnement des installations (environnement industriel, transports de matières dangereuses) ;
- l'existence de moyens communs au niveau des installations ou des sites pour faire face à certaines situations accidentelles ;
- la démarche d'analyse des situations de perte des alimentations électriques ou des systèmes de refroidissement ainsi que de la robustesse des moyens prévus pour gérer ces situations dans une ou plusieurs installations d'un site ;
- la démarche d'analyse de la robustesse des moyens de gestion de crise et les conditions d'intervention des équipes concernées dans les situations d'accident pouvant résulter d'un séisme, d'une inondation ou d'un cumul d'agressions ;
- les éléments d'appréciation qui seront retenus par les exploitants pour se prononcer sur la robustesse de leurs installations et sur d'éventuelles propositions d'améliorations.

III

Les groupes permanents estiment que les démarches présentées à ce jour par les exploitants pour réaliser les évaluations complémentaires de sûreté sont globalement satisfaisantes, sous réserve que leurs dossiers à remettre à échéance de septembre 2011 incluent les compléments attendus, correspondant aux engagements qu'ils ont pris et aux recommandations jointes en annexe.

Les groupes permanents soulignent le caractère ambitieux de cet exercice d'évaluation, dans les délais prévus, de la robustesse des installations à l'égard de situations extrêmes. Ils estiment que la qualité de ces évaluations dépendra de la capacité des exploitants à déployer de manière suffisamment approfondie les démarches qu'ils ont proposées.

Les groupes permanents considèrent que les évaluations complémentaires de sûreté constituent la première étape du processus de retour d'expérience de l'accident de Fukushima, qui se déroulera sur plusieurs années.

IV

Les groupes permanents estiment souhaitable que, au-delà des cahiers des charges actuels, les exploitants incluent à terme dans leurs démarches « post-Fukushima » l'analyse des risques d'agression de leurs installations par les effets induits d'agressions externes telles qu'un séisme ou une inondation sur des installations industrielles ou des voies de communication situées à proximité. Une action des Autorités de sûreté auprès des ministères concernés serait nécessaire pour disposer des données permettant l'appréciation des risques encourus.

ANNEXE

Recommandations des groupes permanents

ETAT DES INSTALLATIONS

Recommandation n°1

Les groupes permanents recommandent qu'EDF intègre, dans la méthode qu'il aura retenue pour inventorier les écarts de conformité ayant un impact sur la robustesse des installations, tous les écarts connus au 30 juin 2011. Les écarts sélectionnés devront être pris en compte dans les dossiers transmis pour le 15 septembre 2011.

Les groupes permanents recommandent que, pour le 15 septembre 2011, EDF et l'ILL proposent un plan d'actions visant à s'assurer que la robustesse attendue des structures, systèmes et composants n'est pas remise en cause par leur état réel.

AGRESSIONS – COMPORTEMENT DES INSTALLATIONS

Recommandation n°2

Les groupes permanents recommandent que les exploitants examinent les conséquences pour leurs installations de la perte progressive, non postulée dans le cadre de leurs référentiels, des moyens de protection du site à l'égard des inondations. Ils apprécieront la nécessité de mettre en place des moyens de prévention ou de limitation des conséquences d'une telle perte sur le site. En particulier, les groupes permanents recommandent que soient examinées :

- par EDF, les conséquences de la rupture des digues du grand canal d'Alsace à proximité du site de Fessenheim,
- par EDF et AREVA, les conséquences de la rupture des digues du canal de Donzère à proximité du site de Tricastin,
- par le CEA, les conséquences de la rupture du canal de Provence à proximité du site de Cadarache.

Recommandation n°3

Les groupes permanents estiment qu'EDF devra vérifier la robustesse des dispositions et matériels essentiels à la gestion d'une perte totale de la source froide ou des alimentations électriques, ainsi qu'à la limitation des rejets en cas d'accident grave, en tenant compte des risques d'agressions ou d'événements induits (incendie, explosion ...) par un séisme ou une inondation.

Recommandation n°4

Les groupes permanents recommandent qu'EDF et le CEA présentent, dans les dossiers qu'ils transmettront pour le 15 septembre 2011, pour toutes les agressions considérées, une analyse qualitative des risques induits, sur les conditions d'exploitation et d'intervention de leurs installations, par :

- d'autres ICPE ou INB sur le site, d'autres installations industrielles dans l'environnement du site,
- le cas échéant, les voies de communication passant à proximité du site.

GESTION DE CRISE

Recommandation n°5

Les groupes permanents recommandent que le CEA transmette une première évaluation de la disponibilité et de l'accessibilité, sur toute la durée de l'accident, des moyens communs des sites

utiles aux installations examinées au 15 septembre 2011, qui sera complétée dans le cadre du dossier prévu pour septembre 2012.

Evaluations complémentaires de sûreté post-Fukushima

Note d'information sur l'analyse et les conclusions de l'IRSN à l'issue de l'expertise des rapports d'Evaluation Complémentaire de Sûreté (ECS) fournis à l'ASN par les exploitants, à la demande du Premier Ministre, suite à l'accident de Fukushima

Le rapport d'expertise remis par l'IRSN à l'ASN et aux membres des groupes permanents d'experts à la suite de l'examen des rapports ECS des exploitants nucléaires a été présenté à la presse le 17 novembre lors d'une conférence organisée conjointement par l'ASN et l'IRSN. La version intégrale du rapport (environ 500 pages) ainsi qu'une synthèse technique sont disponibles sur le site internet IRSN.

L'IRSN souhaite mettre en avant les principaux messages suivants à la suite de l'imposant travail d'analyse réalisé dans un délai très court par les exploitants d'une part, par l'IRSN d'autre part, qui a mobilisé sur ce sujet une centaine de ses experts pendant plusieurs mois.

1. L'analyse de l'IRSN conduit à trois grandes conclusions

La sûreté actuelle des installations nucléaires françaises résulte de plus de trente ans d'expérience accumulée, dont 1500 années-réacteur, d'efforts d'études et de recherches, d'innovations, d'investissements et de surveillance quotidienne consacrés à ce sujet tant par les concepteurs et les exploitants que par les organismes de l'Etat compétents sur ce sujet. Depuis leur mise en service, la plupart des installations nucléaires françaises, en particulier les 58 réacteurs électronucléaires, ont ainsi fait l'objet d'améliorations importantes au plan de la sûreté, notamment à la suite des réexamens décennaux, sur la base d'approches essentiellement déterministes éclairées par des études probabilistes de sûreté. L'IRSN souligne que, dans ces conditions, les installations dont l'exploitation est autorisée en France peuvent être légitimement considérées comme sûres. Toutefois, il n'y a pas de contradiction entre le constat à un moment donné d'un niveau acceptable de sûreté et la recherche de nouvelles améliorations induites notamment par le retour d'expérience, en l'occurrence celui de l'accident survenu au Japon en mars 2011. Les analyses menées par les exploitants, et confirmées par l'expertise de l'IRSN dans le cadre des évaluations complémentaires de sûreté prescrites par le premier ministre qui s'inscrivent aussi dans le cadre européen des « stress tests » des réacteurs électronucléaires aboutissent à trois grandes conclusions :

- a. Un certain nombre d'écarts de conformité ont été relevés sur les installations examinées, par rapport à leur référentiel de sûreté approuvé. Même si les écarts relevés dans le cadre des ECS, en général temporaires, ne remettent pas directement en cause la sûreté des installations, ils sont susceptibles de constituer un facteur de fragilisation des installations concernées dans l'hypothèse de la survenue d'une séquence accidentelle. **L'IRSN estime satisfaisant l'engagement des exploitants de compléter la revue de conformité de leurs installations sur l'ensemble des équipements utilisés en cas de situations accidentelles de perte de sources d'énergie ou de refroidissement pour la fin de l'année 2012. Il recommande que les réflexions visant à assurer la conformité des installations à tout moment soient poursuivies.**
- b. L'accident de Fukushima mais également les évaluations complémentaires de sûreté mettent en évidence la nécessité de faire évoluer sans tarder certains référentiels de sûreté des installations, évolutions normalement menées lors des réexamens décennaux. Cela concerne plusieurs domaines tels que la caractérisation des aléas, pour laquelle les connaissances acquises en matière d'aléas environnementaux devraient être mises à profit, mais également la protection des installations contre les incendies ou encore la possibilité de perte de sources d'énergie ou de refroidissement de longue durée et pouvant affecter plusieurs installations d'un même site.

- c. Les événements survenus au Japon nécessitent de reconsidérer le postulat fait à la conception des installations selon lequel un accident grave ne peut être engendré par un phénomène naturel externe à l'installation, compte tenu des dispositions prises. En effet, bien que la probabilité soit résiduelle, l'occurrence d'un phénomène naturel d'ampleur supérieure aux phénomènes retenus lors de la conception ou du réexamen de sûreté des installations ne peut être totalement écartée. De même, les référentiels ne considèrent pas de situations de perte des sources électriques ou de refroidissement de très longue durée et pouvant affecter plusieurs installations d'un même site, éventuellement engendrées par des agressions externes de grande ampleur.

Pour ces raisons, l'IRSN propose une évolution de l'approche de sûreté actuelle, consistant à protéger les structures et équipements assurant les fonctions vitales permettant de maîtriser les principales fonctions de sûreté vis-à-vis d'aléas notablement supérieurs à ceux retenus pour le dimensionnement général de l'installation. Ces équipements composeraient ainsi un « noyau dur » permettant d'assurer une protection ultime des installations vis-à-vis des agressions. L'IRSN estime que les premières propositions établies par les exploitants pour parer à de telles situations sont cohérentes avec cette approche et de nature à conforter de manière substantielle le niveau de sûreté des installations.

2. L'instauration de « noyaux durs » de sûreté des installations nucléaires

La recherche de progrès en sûreté doit suivre une approche méthodique qui permette de déboucher sur un processus de décision publique clair et homogène, ainsi que sur des décisions rationnelles d'investissement de la part des exploitants concernés. Dans le cadre de l'examen des rapports ECS établis par les exploitants en application du cahier des charges défini par l'ASN, l'IRSN a utilisé comme base de sa méthode une grille d'analyse de l'état relatif de sûreté des installations eu égard aux aléas auxquels elles pourraient être soumises. Cette grille est directement dérivée de l'approche dite de « la défense en profondeur », qui est l'un des principes essentiels en matière de sûreté, utilisé dans le monde nucléaire mais aussi dans celui de l'aéronautique par exemple.

Ce principe consiste à concevoir les installations de manière à éviter la survenue de situations incidentelles ou accidentelles, à supposer malgré tout leur occurrence et à mettre en place des dispositions pour gérer ces situations. Ainsi :

- l'ensemble des fonctions de sûreté qui permettent à l'installation de fonctionner à l'intérieur de son domaine dit de dimensionnement, sont assurées en mode normal d'exploitation par « les structures, systèmes et composants (SSC) » dédiés à la maîtrise de ces fonctions. C'est le premier niveau de défense ;
- si l'installation sort de ce domaine, des moyens dédiés permettent de détecter l'anomalie, et de ramener l'installation dans le domaine de fonctionnement normal. Ceci constitue le deuxième niveau de défense ;
- si la dégradation de l'installation se poursuit néanmoins, un troisième niveau de dispositions comportant des actions automatiques et manuelles de l'opérateur doit permettre de rétablir la maîtrise des trois fonctions essentielles de sûreté (maîtrise de la réaction nucléaire, du refroidissement, et du confinement des matières radioactives) à l'aide de moyens dédiés. Ces moyens sont conçus pour permettre d'éviter l'aggravation de la situation accidentelle, en particulier la fusion du cœur dans le cas des réacteurs et la perte du confinement des matières radioactives pour l'ensemble des installations. Il s'agit notamment dans le cas d'un réacteur de restaurer des fonctionnalités minimales permettant à l'installation de disposer des moyens de maintien de l'inventaire en eau nécessaires à la protection du cœur et des assemblages entreposés dans la piscine de désactivation et d'évacuation de la chaleur résiduelle ;
- en cas d'échec de ce niveau de défense, conduisant inéluctablement à la fusion des assemblages combustibles dans le cas des réacteurs, un quatrième niveau de défense entre en jeu, mobilisant une catégorie de dispositifs de sauvegarde visant à maîtriser (dans le temps notamment) le confinement des produits radioactifs et à limiter le relâchement de matières radioactives dans l'environnement ;
- enfin, afin de protéger efficacement les populations situées à proximité de l'installation accidentée en cas de rejets dans l'environnement, des actions de gestion de crise nucléaire sont mises en œuvre à la fois par l'exploitant et les pouvoirs publics. C'est le cinquième et dernier niveau de défense.

Dans le cadre de son rapport sur les ECS, l'IRSN a examiné, à travers les résultats d'analyse et les propositions d'évolution envisagées par les exploitants, et en faisant aussi appel aux résultats de ses propres études et recherches, la sensibilité de ces différents niveaux de défense aux aléas extérieurs aux installations, au-delà des niveaux pour lesquels elles ont été conçues, ou aux combinaisons possibles de ces aléas, et à leurs conséquences en termes de pertes des fonctions de sûreté. Il s'agit de chercher à renforcer certains niveaux de défense, comme illustré par le schéma suivant :

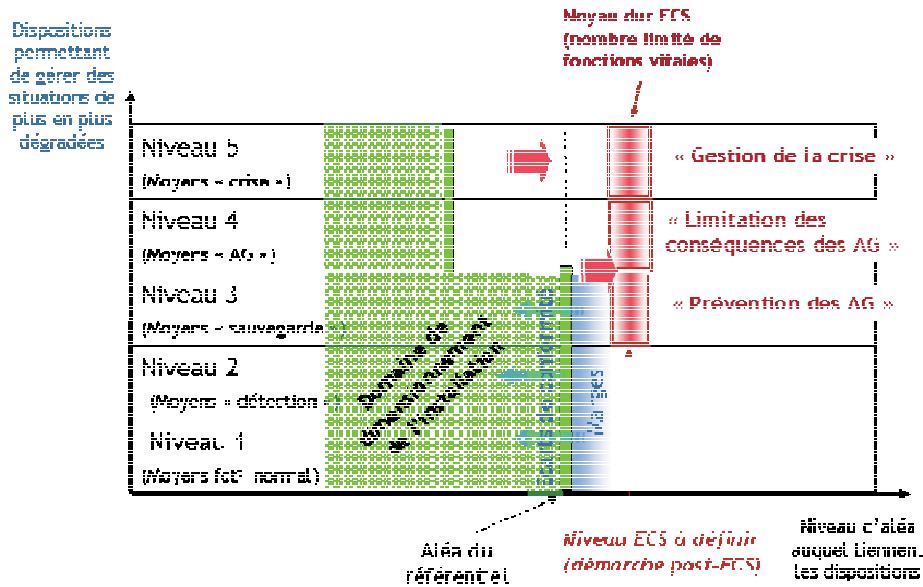


Schéma 1

Cet examen conduit l'IRSN à formuler les principales conclusions suivantes. Les éléments qui suivent sont rédigés en ayant à l'esprit les réacteurs électronucléaires. Cependant, ces conclusions sont largement valables, mutatis mutandis, pour toutes les installations analysées jusqu'ici au titre des ECS, soit environ 80 installations au total, dont des réacteurs de recherche, et des installations industrielles du cycle amont et aval du combustible.

- Les exploitants font état dans leurs rapports de « marges de sûreté » adoptées à la conception et lors de leur construction, procurant un certain niveau de résilience vis-à-vis d'aléas pouvant se révéler supérieurs à ceux retenus pour leur dimensionnement. Compte tenu des incertitudes sur les niveaux d'aléa d'une part, et du caractère simplifié des démarches mises en œuvre lié aux délais impartis pour apprécier le comportement des installations d'autre part, l'IRSN estime qu'il n'est pas possible d'évaluer avec un degré de confiance suffisant la robustesse des installations pour ces niveaux d'aléas. Site par site, des études complémentaires apparaissent donc nécessaires pour identifier de manière précise les renforcements éventuellement nécessaires vis-à-vis des risques d'inondation ou des risques sismiques.
- Les rapports des exploitants identifient également un certain nombre de scénarios extrêmes dans lesquels les SSC assurant tout ou partie des fonctions de sûreté essentielles pourraient être mis en échec du fait de la survenue d'agressions extérieures de grande ampleur (inondations ou autres événements climatiques extrêmes, séismes, effets domino provenant d'accidents affectant d'autres installations (nucléaires ou non)). C'est en particulier le cas des situations dans lesquelles ces aléas entraîneraient une perte prolongée des sources d'énergie électrique nécessaires au fonctionnement, ou des sources de refroidissement nécessaires à l'évacuation de la chaleur produite dans le cœur du réacteur ou dans la piscine de désactivation. L'IRSN observe en particulier que la protection de ces équipements de sauvegarde vis-à-vis des aléas environnementaux est dans certains cas insuffisante, même au niveau des aléas retenus pour le dimensionnement général de l'installation, au motif que ces aléas ne sont pas réputés pouvoir entraîner à eux seuls la survenue d'une séquence accidentelle nécessitant leur disponibilité. Ainsi, par exemple, les dispositifs de dépressurisation et de filtration de l'enceinte des réacteurs d'EDF (« filtres à sable »), destinés à retenir le césium et d'autres radionucléides en cas de rejets inévitables dans l'environnement suite à une fusion du cœur, ne sont

pas actuellement conçus pour faire face à un séisme de dimensionnement. L'IRSN recommande en conséquence que les exploitants identifient l'ensemble (par nature limité) des « SSC » indispensables à la mise en œuvre des trois derniers niveaux de défense en profondeur (prévention de la fusion du cœur, limitation des conséquences radiologiques d'un accident grave sur un ou plusieurs réacteurs d'un même site, capacité à mener sur le site les actions de gestion de crise) et proposent des mesures destinées à les « durcir » vis-à-vis d'aléas supérieurs à ceux retenus pour le dimensionnement. Il s'agit d'une part de sur-protéger un nombre limité des structures et équipements composant le « noyau dur » vis-à-vis des risques naturels, et d'autre part de veiller à la robustesse et à l'indépendance de ces équipements par rapport à ceux qui interviennent au titre du « fonctionnement normal » de l'installation, qui peuvent devenir indisponibles dans certaines circonstances.

- Le raisonnement ci-dessus vaut aussi pour l'EPR en cours de construction à Flamanville. Toutefois, l'IRSN note que les avancées majeures de ce type de réacteur dans le domaine de la sûreté, combinée au fait que sa construction ne soit pas achevée, font que les améliorations attendues au titre des ECS sont à la fois de moindre ampleur et plus faciles à mettre en œuvre que pour les réacteurs existants, dont, par exemple, le dimensionnement initial ne prenait pas en compte l'éventualité de la fusion du cœur. En particulier pour l'EPR, les combinaisons d'agressions sont mieux prises en compte que dans les réacteurs en exploitation. De plus, l'ensemble des systèmes nécessaires à la gestion des situations accidentelles, y compris graves, sont prévus de rester opérationnels pour un séisme ou une inondation du référentiel de sûreté.

3. Conclusion

Huit mois après la catastrophe de Fukushima, les évaluations complémentaires de sûreté ont permis aux exploitants, dont la qualité des analyses et des propositions concrètes d'amélioration doit être saluée, et à l'IRSN :

- d'évaluer la conformité des installations aux exigences qui leur sont applicables au regard des aléas de type séisme et inondation, ainsi que des risques de perte de sources d'énergie électrique et de sources de refroidissement, et d'identifier un certain nombre d'actions correctives prioritaires,
- d'identifier certains aspects à revoir à court terme dans les référentiels de sûreté¹ de certaines installations, sans attendre les réexamens décennaux (règles de détermination de l'aléa sismique et d'inondation à retenir pour le dimensionnement, protection contre l'incendie, combinaisons d'agressions à considérer...)
- de définir une démarche innovante visant à compléter les dispositions existantes de sûreté, pour conférer aux installations une meilleure robustesse leur permettant de faire face à des situations accidentelles non considérées jusqu'à présent dans les référentiels de sûreté, par la mise en œuvre d'un « noyau dur » assurant la disponibilité des équipements jouant un rôle essentiel pour la maîtrise des fonctions de sûreté et la gestion de crise (schéma 2).

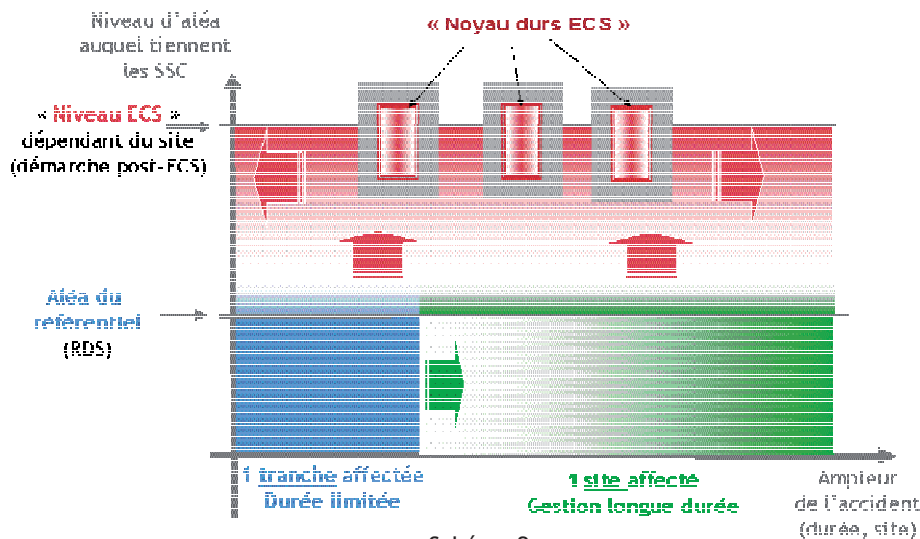


Schéma 2

¹ Ensemble des exigences applicables à une installation nucléaire

L'approfondissement et le calendrier de mise en œuvre opérationnelle de ces pistes de renforcement de la sûreté feront l'objet des décisions que l'Autorité de Sûreté Nucléaire sera amenée à prendre dans les prochaines semaines.

Au-delà de ces évaluations complémentaires de sûreté, l'IRSN rappelle en outre qu'à l'échelle nationale et internationale, des programmes de recherche en matière de sûreté nucléaire se poursuivent. Le gouvernement français a notamment prévu d'affecter des ressources supplémentaires, financées par les « investissements d'avenir », à de nouveaux programmes de recherche sur les problématiques de sûreté mises en évidence par l'accident de Fukushima, programmes auxquels l'IRSN apportera sa contribution, pour continuer à faire avancer la sûreté nucléaire en France et dans le monde.



Paris, le 8 décembre 2011

Avis n°6 : relevé d'observations du HCTISN sur le processus d'évaluation complémentaire de sûreté mené en France

Le 25 mars 2011, les ministres Nathalie KOSCIUSKO-MORIZET et Eric BESSON ont saisi le HCTISN afin qu'il contribue à chacune des étapes de la démarche conduite par l'ASN relative aux audits de sûreté des installations nucléaires françaises au regard des événements survenus à Fukushima. Le HCTISN a décidé de constituer, en son sein, un groupe de travail dédié à ce sujet.

Sur le rapport d'étape des travaux de ce groupe de travail présenté au cours de la réunion plénière du 8 décembre 2011, le HCTISN relève les observations suivantes :

1. Le HCTISN souligne que les informations relatives à l'accident de Fukushima sont relayées auprès du public de manière satisfaisante, l'ensemble des informations disponibles étant accessibles quasiment en temps réel sur les sites internet de l'ASN et de l'IRSN, ainsi que sur des sites non institutionnels.
2. Le HCTISN rappelle que la démarche d'évaluation complémentaire de sûreté est la première étape du long processus de retour d'expérience de l'accident de Fukushima aux niveaux national, européen et international.
3. Le HCTISN considère que le public a été informé de manière satisfaisante sur le processus d'évaluation complémentaire de sûreté mis en œuvre en France, notamment grâce à une communication active et rythmée selon l'avancement du processus (mise en ligne de documents sur internet, conférence de presse conjointe ASN / HCTISN du 9 mai 2011 sur l'adoption du cahier des charges pour les évaluations complémentaires de sûreté, conférence de presse conjointe ASN / IRSN / Présidents de GP du 17 novembre 2011).
4. Le HCTISN considère que la mise en ligne quasi immédiate des rapports remis par les exploitants sur le site internet de l'ASN a permis de favoriser l'accès à l'information du public. Toutefois, le HCTISN, ayant constaté que certains fichiers mis en ligne présentaient des difficultés pour pouvoir être téléchargés et imprimés, il recommande que tout fichier mis en ligne le soit dans un format accessible (par exemple en pdf).
5. Le HCTISN salue toutes les initiatives des CLI pour participer au processus d'évaluation complémentaire de sûreté, comme le fait de consacrer une réunion à la présentation par l'exploitant concerné de son rapport d'évaluation complémentaire de sûreté ou d'émettre des avis et remarques. Il encourage la poursuite des initiatives prises favorisant le dialogue technique sur ces documents.

6. Comme déjà souligné dans son rapport sur la transparence et les secrets dans le domaine nucléaire, le HCTISN recommande de veiller à ce que les informations mises à disposition du public soient mises en perspective et hiérarchisées. En effet, les rapports ayant été rendus publics et les informations qu'ils contiennent étant complexes et très techniques, ils ne peuvent pas toujours être compris du grand public sans accompagnement.
7. A la suite de la participation de quelques membres du HCTISN, en tant qu'observateurs, à certaines inspections post-Fukushima menées par l'ASN, le HCTISN retient que les inspections constituent une source d'information extrêmement importante pour déceler et mettre en évidence les éventuels écarts des installations nucléaires vis-à-vis de leur niveau de protection face aux risques d'agressions extrêmes et proposer ensuite les actions correctives et axes d'amélioration adaptés. Le HCTISN recommande que les éléments de réponse finalisés des exploitants aux demandes de l'ASN formulées dans le cadre des inspections post-Fukushima soient rendus publics.
8. Le HCTISN regrette le refus opposé par AREVA et le CEA de toute présence de membres du HCTISN en tant qu'observateurs durant quelques inspections de l'ASN, même si ces exploitants sont dans leur droit et s'en sont expliqués. Il note que ces exploitants ont proposé d'organiser, à la suite de l'inspection, des visites des installations, en présence des inspecteurs s'ils le souhaitent. Le HCTISN a pris acte de cette position de principe, non retenue par EDF, ANDRA et ILL ; certains membres considèrent qu'elle a perturbé la bonne marche des travaux du groupe de travail.
9. De manière générale, le HCTISN souligne la qualité du travail réalisé jusqu'à présent pour ce processus d'évaluations complémentaires de sûreté, tant de la part des exploitants que de l'ASN, de l'IRSN et des groupes permanents d'experts.
10. Le HCTISN recommande que la question des facteurs sociaux, organisationnels et humains et le recours aux prestataires et à la sous-traitance soient davantage approfondis, tant par les exploitants, que par l'IRSN, l'ASN et l'inspection du travail.

Le HCTISN mandate le GT pour prolonger sa mission tout au long du long processus de retour d'expérience de l'accident de Fukushima. En particulier, le HCTISN souhaite que les travaux déjà engagés par le groupe de travail, notamment ceux relatifs aux sujets liés aux facteurs sociaux, organisationnels et humains et au recours à la sous-traitance, se poursuivent en 2012.

Le Président,



Henri REVOL

**GROUPE PERMANENT D'EXPERTS
POUR LES RÉACTEURS NUCLÉAIRES**

**GROUPE PERMANENT D'EXPERTS
POUR LES INSTALLATIONS NUCLÉAIRES DE BASE
AUTRES QUE LES RÉACTEURS NUCLÉAIRES
À L'EXCEPTION DES INSTALLATIONS DESTINÉES
AU STOCKAGE À LONG TERME DES DÉCHETS RADIOACTIFS**

Avis

**relatif aux évaluations complémentaires de sûreté
post-Fukushima réalisées en 2011 par les exploitants
EDF, ILL, AREVA et CEA**

10/11/2011

I

Conformément à la demande du président de l'Autorité de sûreté nucléaire, formulée dans sa lettre CODEP-DCN-2011-042838 du 30 septembre 2011, les groupes permanents pour les réacteurs, les usines et les laboratoires se sont réunis les 8, 9 et 10 novembre 2011 pour examiner les évaluations complémentaires de sûreté (ECS) réalisées par Electricité de France (EDF), l'Institut Laue Langevin (ILL), le Commissariat à l'Energie Atomique et aux énergies alternatives (CEA) et AREVA, dont les dossiers ont été transmis à l'ASN le 15 septembre 2011.

Au cours de l'instruction technique, les exploitants ont pris un certain nombre d'engagements complétant les conclusions de leurs évaluations, transmis à l'Autorité de sûreté nucléaire.

II

Les groupes permanents ont pris connaissance de l'analyse des dossiers précités par l'Institut de radioprotection et de sûreté nucléaire (IRSN), présentée dans son rapport n°679. Les groupes permanents ont entendu les conclusions de l'IRSN sur :

- la démarche retenue pour l'analyse des ECS et les principes retenus pour la hiérarchisation de ses demandes,
- l'état des installations,
- la robustesse des installations, sur la base d'un examen d'une part des aléas (séisme, inondation...), d'autre part de la tenue des ouvrages et des équipements au séisme et des protections contre l'inondation,
- l'impact sur les installations des agressions internes et externes potentielles induites en cas d'agression externe (séisme, inondation),
- la gestion des situations accidentelles et des accidents graves,
- la gestion de crise,
- les aspects liés aux facteurs organisationnels et humains.

III

Les groupes permanents soulignent l'importance et la qualité des rapports ECS remis par les exploitants, qui répondent à l'esprit du cahier des charges et qui permettent ainsi une analyse de la robustesse des installations et des propositions d'améliorations.

Les ECS ne montrent pas de lacunes significatives dans la définition du niveau des agressions externes considérées (séisme, inondation...). Toutefois, quelques points particuliers ont été identifiés qui doivent conduire à des ajustements dans le cadre des réexamens de sûreté en cours. Les groupes permanents soulignent à cette occasion la pertinence de ces réexamens périodiques, qui pour certains d'entre eux doivent être anticipés.

Les groupes permanents soulignent que les exploitants doivent, en premier lieu, s'assurer de la conformité de leurs installations aux exigences de sûreté qui leur sont applicables et du maintien dans le temps de cette conformité. La conformité des installations permet de s'assurer de leur capacité à faire face aux accidents postulés dans le cadre du référentiel de sûreté et apparaît comme une condition indispensable à la robustesse des installations.

Afin de compléter l'approche classique de sûreté et pour renforcer la robustesse des installations au-delà du référentiel vis-à-vis des pertes de fonctions de sûreté, en matière de prévention et de maîtrise des accidents graves et en matière de gestion de crise, la démarche proposée par les exploitants et l'IRSN consiste à identifier et conforter un « noyau dur ECS ». Ce noyau dur sera constitué d'un nombre limité de structures, systèmes et composants (SSC), robustes aux agressions au-delà du dimensionnement, permettant de faire face aux situations extrêmes étudiées dans le cadre des ECS (agressions au-delà des niveaux considérés dans les référentiels de sûreté, perte de fonctions de refroidissement ou de sources électriques de longue durée affectant plusieurs installations d'un même site). Les groupes permanents approuvent cette démarche et considèrent que, au titre de la défense en profondeur, les exploitants devront désormais, en complément des démarches retenues jusqu'à présent, mettre en œuvre les dispositions matérielles et organisationnelles relatives à ce noyau dur.

En parallèle, les groupes permanents soulignent que les référentiels actuels peuvent présenter certaines limites. Par exemple, les référentiels actuels ne considèrent pas le cumul des situations de perte totale des alimentations électriques ou de sources de refroidissement avec les agressions externes prises en compte dans les référentiels : de ce fait, les équipements nécessaires à la gestion de ces situations ne sont pas tous protégés ou dimensionnés aux niveaux d'aléas du domaine de dimensionnement. De même, les référentiels actuels ne postulent pas, ou ne postulent que de manière ponctuelle, la survenue d'une perte totale de refroidissement ou de sources d'énergie affectant plusieurs installations d'un site. Les groupes permanents soulignent l'importance de se réinterroger sur les référentiels de sûreté dont les limites ont été mises en évidence à la suite de l'accident de Fukushima et des ECS, sans attendre les prochains réexamens de sûreté des installations.

Etat des installations

Comme indiqué ci-dessus, les groupes permanents considèrent que la conformité des installations aux exigences de sûreté qui leur sont applicables doit être assurée et est indispensable à la robustesse des installations. La maîtrise de cette conformité doit s'appuyer sur des processus conçus, pilotés et animés avec rigueur afin d'assurer la pérennité de la conformité aux choix de conception et un traitement efficace des écarts.

A cet égard, les groupes permanents ont noté l'engagement des exploitants à compléter, pour la fin de l'année 2012, les examens de conformité menés dans le cadre des évaluations complémentaires de sûreté.

Séisme et robustesse des installations

Les groupes permanents estiment que la définition des exigences à attribuer aux SSC du noyau dur relatif à chaque installation constitue une étape importante de sa mise en œuvre. A ce titre, ils considèrent que le niveau de sollicitations sismiques auquel ces SSC doivent assurer leurs fonctions doit être fixé rapidement. Par ailleurs, les groupes permanents considèrent que les exploitants devront consolider leur évaluation de la robustesse des ouvrages de génie civil dont la tenue est nécessaire pour la mise en œuvre du « noyau dur ECS ». Des méthodes de justification cohérentes avec celle présentée dans le guide ASN 2-01 devront être utilisées à cet effet.

Inondation et robustesse des installations

Compte tenu de la diversité des configurations des sites et des conjonctions d'aléas possibles, les groupes permanents sont d'avis que l'analyse de la robustesse d'une installation au-delà du dimensionnement peut être menée de façon pragmatique, en identifiant des aléas représentatifs d'arrivées possibles d'eau, massives ou locales, sur les sites puis en appréciant la capacité de chaque site à résister aux niveaux d'inondation correspondants.

Les groupes permanents considèrent que le niveau d'inondation auquel doit résister le noyau dur doit être fixé rapidement.

Par ailleurs, compte tenu des avancées réalisées sur la prise en compte des risques d'inondation, les groupes permanents recommandent que les exploitants accélèrent la mise à niveau de leurs référentiels « inondation », à la lumière des nouveaux éléments qui seront disponibles au premier semestre 2012.

Agressions induites

Les groupes permanents estiment que les agressions qui pourraient résulter des séismes et inondations évoqués ci-dessus (incendies, explosions, chutes de charges, accidents de criticité...) doivent être examinées et des dispositions prises en conséquence. Ils notent que le CEA, AREVA et l'ILL ont examiné les risques d'incendie et d'explosion en tant que facteur aggravant de la situation accidentelle initiée par un séisme ou une inondation. Ils ont estimé, sur la base notamment des dispositions mises en œuvre dans les installations, que ces agressions induites ne conduiraient pas à une brusque discontinuité dans les conséquences des séismes et des inondations. Toutefois, les démonstrations transmises par ces exploitants devraient être complétées par l'examen des risques de propagation d'un incendie ou d'une explosion initiés par un séisme ou une inondation, pouvant affecter les équipements du « noyau dur ECS » ou aggraver la situation accidentelle de sorte qu'elle devienne difficilement gérable.

Par ailleurs, les groupes permanents soulignent qu'EDF devra examiner rapidement la manière dont les incendies qui pourraient être induits par un séisme de niveau supérieur à celui retenu pour le dimensionnement des dispositions de protection contre l'incendie, et jusqu'au niveau de séisme du référentiel de l'installation, pourraient affecter les SSC nécessaires à l'accomplissement des fonctions de sûreté ; le cas échéant, il devra proposer des dispositions permettant de faire en sorte que ces équipements soient protégés contre de l'incendie à ce niveau de séisme.

Les groupes permanents notent qu'EDF s'est engagé à justifier la robustesse de ses installations aux risques d'incendie ou d'explosion pour les équipements du « noyau dur ECS ».

Par ailleurs, ils estiment que les exploitants devront examiner les phénomènes dangereux associés aux sources d'agression des installations industrielles présentés dans les études de dangers et en tirer des conséquences quant aux dispositions complémentaires à retenir.

Gestion des situations accidentelles Réacteurs d'EDF

Certains scénarios de perte de la source froide et de perte des alimentations électriques peuvent conduire à une fusion du cœur dans un délai de quelques heures pour les cas les plus défavorables. Les groupes permanents approuvent la proposition d'EDF qui consiste à définir une ligne de défense supplémentaire, composée de moyens robustes aux aléas de niveau supérieur à ceux retenus dans le référentiel actuel

(« noyau dur ECS de prévention des accidents graves »), en vue de prévenir la fusion du cœur dans ces situations qui pourraient affecter plusieurs installations d'un même site, pour de longues durées.

De plus, les groupes permanents estiment que, à ce jour, les moyens de limitation des rejets en cas de fusion du cœur ne présentent pas une robustesse suffisante pour les niveaux d'aléas retenus dans le cadre des ECS. De même que pour les dispositions de prévention, ils soulignent l'importance de définir un ensemble de moyens permettant de limiter les rejets en cas d'accident grave en cas d'aléas de niveau supérieur à ceux retenus dans le référentiel actuel (« noyau dur ECS de limitation des conséquences d'un accident grave »).

Pour ce qui concerne le réacteur EPR dont la conception assure déjà une protection améliorée à l'égard des accidents graves, les groupes permanents estiment que EDF devra identifier, parmi les équipements prévus, ceux relevant des noyaux durs relatif à la prévention et à la limitation des conséquences d'un accident grave, en y incluant des SSC permettant de dépressuriser le circuit primaire, d'isoler l'enceinte de confinement et de maîtriser la pression dans l'enceinte.

Pour ce qui concerne les piscines de stockage du combustible usé, compte tenu de la difficulté, voire de l'impossibilité, de la mise en œuvre de moyens efficaces de limitation des conséquences d'un dénoyage prolongé des assemblages combustibles, les groupes permanents estiment essentiel qu'EDF définisse et mette en place au plus tôt des dispositions renforcées de prévention du dénoyage de ces assemblages en entreposage ou en cours de manutention.

RHF

Les groupes permanents notent que l'ILL a défini dans le cadre des ECS des niveaux d'aléas au-delà du référentiel et s'est engagé à effectuer des renforcements conséquents visant à permettre la gestion des situations considérées dans le cahier des charges des ECS. En particulier, ces dispositions viseront à répondre à l'objectif de mise en place d'un « noyau dur » de prévention, de limitation des conséquences des situations redoutées et de gestion de la crise.

Installations du CEA

Pour le réacteur RJH du CEA-Cadarache, en cours de construction, les groupes permanents notent que le CEA n'a pas, à ce stade, achevé sa réflexion concernant la définition des équipements à valoriser dans la phase « court terme » d'un accident de perte de systèmes de refroidissement de sauvegarde. Les groupes permanents notent que le CEA s'est engagé à définir un « noyau dur d'équipements de prévention d'un accident grave ». Ils estiment nécessaire que l'exploitant mette également en place une ligne de défense supplémentaire de limitation des conséquences d'un accident grave (« noyau dur de limitation des conséquences »).

Pour le réacteur OSIRIS du CEA-Saclay, en cas de perte totale de refroidissement et de perte totale des sources électriques, les délais avant fusion du cœur sont importants et compatibles avec l'acheminement de moyens de secours extérieurs.

Pour l'ATPu, Phénix et MASURCA, les situations de perte totale de refroidissement et de perte totale des sources électriques ne peuvent pas conduire à des conséquences graves.

Pour l'ATPu et pour MASURCA, l'intégrité des bâtiments n'est pas assurée pour les niveaux d'aléas considérés dans les ECS. Toutefois, l'exploitant a prévu ou initié des opérations visant à évacuer les

matières radioactives de ces installations. Il a par ailleurs prévu, dans le cadre de l'étude relative à la gestion du site de Cadarache qui sera transmise en septembre 2012, de définir des dispositions transitoires permettant de gérer les situations accidentelles qui pourraient être rencontrées.

De façon générale, les groupes permanents soulignent l'importance des études relatives à la gestion d'ensemble des sites prévues pour septembre 2012.

Installations d'AREVA

Les groupes permanents relèvent qu'AREVA a défini pour ses installations des situations redoutées, pour lesquelles il a étudié la robustesse des SSC associés, pour les situations considérées dans les ECS, ainsi que les configurations de pertes totales d'électricité et de moyens de refroidissement. Toutefois, la définition de mesures concrètes, à partir des éléments identifiés dans ces analyses, doit encore être en grande partie réalisée dans les études « transverses relatives à la gestion de crise » qu'AREVA s'est engagé à transmettre mi-2012. Par ailleurs, AREVA a pris des engagements visant à compléter, dans le cadre de ces études, son analyse sur un certain nombre de points, dont notamment :

- pour le site de La Hague, le renforcement de la robustesse des moyens de réalimentation en eau et des capacités à rétablir un système de refroidissement de secours pour les piscines d'entreposage de combustibles irradiés et les cuves d'entreposage de solutions concentrées de produits de fission ;
- pour l'établissement FBFC de Romans-sur-Isère, la mise en place d'un système de limitation des conséquences d'une fuite d'acide fluorhydrique, par exemple par un arrosage automatique ;
- pour le site du Tricastin :
 - la réalisation d'améliorations de la zone « émission UF_6 » et des cuves de stockage d'acide fluorhydrique de l'usine W, notamment à l'égard des agressions externes (séismes, inondations, explosions...),
 - la mise en place de dispositions de limitation des conséquences d'une fuite d'hexafluorure d'uranium ou d'acide fluorhydrique.

Les groupes permanents insistent sur l'importance, d'une part des compléments ayant fait l'objet d'engagements d'AREVA, d'autre part des études précitées qui devront aboutir à la définition de mesures concrètes. Ils soulignent en particulier la nécessité d'une prise de position rapide d'AREVA sur l'évolution de ses installations du Tricastin mettant en œuvre de l'acide fluorhydrique ou de l'hexafluorure d'uranium.

Gestion de crise

Les groupes permanents estiment que l'organisation et les moyens de crise doivent rester opérationnels pour des niveaux d'agressions très supérieurs à ceux retenus pour le dimensionnement des installations et pour des conditions d'ambiance radiologique ou toxique résultant d'un accident grave affectant plusieurs installations d'un même site. En outre, ils estiment que ces moyens doivent présenter une grande flexibilité afin d'être en mesure de gérer des situations qui n'auraient pas été envisagées.

Les groupes permanents notent que les plans d'actions proposés par EDF et AREVA doivent être précisés ou complétés en ce sens et que le projet de plan d'améliorations présenté par l'ILL, tel que complété au cours de l'instruction, est globalement satisfaisant. Ils rappellent que le CEA étudiera la robustesse de son organisation et de ses moyens de crise dans le cadre des études de site prévues en 2012.

Aspects organisationnels et humains

Les groupes permanents considèrent que les aspects organisationnels et humains devront être examinés à la lumière des enseignements qui pourront être tirés de l'accident de Fukushima, notamment pour valider l'application pratique des mesures provenant des ECS.

En ce qui concerne plus particulièrement les aspects liés à la sous-traitance, et bien qu'à ce jour aucun lien n'ait été établi entre la sous-traitance et le déroulement de l'accident de Fukushima, les groupes permanents considèrent qu'il s'agit d'un élément important qui peut conditionner la robustesse du fonctionnement des installations. Ils estiment que les exploitants doivent poursuivre leurs réflexions et leurs actions notamment sur les questions suivantes :

- le lien entre la sous-traitance et l'exercice de la responsabilité des exploitants,
- les effets sur la sûreté de modalités particulières de contractualisation (sous-traitance en cascade, sous-traitance interne ou externe, moins-disance...),
- les effets sur la sûreté des conditions de travail et de vie des prestataires,
- les risques relatifs à la perte potentielle de compétences.

IV

Les groupes permanents soulignent que les évaluations complémentaires de sûreté ont été réalisées dans un délai très court et qu'elles couvrent des sujets parfois complexes méritant des études approfondies. Ces évaluations impliquent d'aller au-delà du domaine couvert par l'approche usuelle de sûreté. Les ECS impliquent en conséquence la construction et la consolidation d'une démarche particulière allant au-delà des référentiels de sûreté actuels. Les rapports transmis par les exploitants, qui sont de bonne qualité et représentent déjà un travail considérable, ne constituent qu'une première étape de la prise en compte du retour d'expérience de l'accident de Fukushima.

Les groupes permanents considèrent que les rapports précités et leur analyse par l'IRSN ont permis d'identifier les principaux éléments participant à la robustesse des installations à l'égard des situations considérées dans le cahier des charges de l'ASN et de définir les priorités en termes de modifications ou d'approfondissements nécessaires ou souhaitables.

Les propositions d'amélioration présentées par les exploitants pour les situations considérées dans les ECS apparaissent globalement pertinentes, notamment pour l'ILL et EDF qui proposent d'ores et déjà des améliorations concrètes de leurs installations.

Les exploitants devront préciser en 2012, comme ils s'y sont engagés, les « noyaux durs ECS » qu'ils auront retenus conformément à ce qui précède et les exigences associées, en fonction des caractéristiques des sites et des installations, qui présentent des risques et des vulnérabilités variables.

Les groupes permanents ont émis des recommandations qui sont jointes en annexe.

ANNEXE

Recommandations des groupes permanents

Etat des installations

Recommandation n°1

Les groupes permanents recommandent qu'AREVA et le CEA poursuivent la réflexion relative à l'organisation du maintien en conformité des installations aux niveaux national et local. Cette réflexion et les actions qui en découleront devront traiter des questions relatives à l'intégration des processus liés au maintien en conformité des installations, à leur pilotage, à la gestion de la traçabilité. Elle devra également considérer les interactions de ces processus avec les activités susceptibles d'agir sur la pérennité de la qualification des structures, des équipements et des systèmes des installations.

Séisme et robustesse des installations

Recommandation n°2

Afin de définir les exigences applicables au noyau dur, les groupes permanents recommandent que, sur la base des connaissances actuelles en sismologie et en mécanique des structures, EDF, AREVA et le CEA prennent des marges significatives, forfaitaires, par rapport aux référentiels actuels (RFS 2001-01, guide ASN 2-01...)

Inondation et robustesse des installations

Recommandation n°3

Les groupes permanents recommandent qu'EDF complète ses scénarios de pluie au-delà du dimensionnement en les étendant à l'ensemble des sites, selon un calendrier adapté.

Recommandation n°4

Les groupes permanents recommandent qu'EDF renforce, pour tous les sites, la robustesse de la protection des installations contre le risque d'inondation, au-delà du référentiel actuel, en vue de la prévention des situations H1/H3, par exemple par le rehaussement de la protection volumétrique.

Situations accidentelles

Réacteurs d'EDF

Recommandation n°5

Les groupes permanents recommandent qu'EDF examine, pour les réacteurs en exploitation, la possibilité d'augmenter l'autonomie des batteries utilisées pour la gestion des situations examinées dans les ECS.

Situations accidentelles

Piscines des REP

Recommandation n 6

Les groupes permanents recommandent que, pour les tranches du palier CP0, EDF présente une étude des conséquences d'un accident de chute d'un emballage de transport de combustible usé en intégrant, dans les cas de charge à prendre en compte, le niveau d'aléa sismique à retenir dans le cadre des ECS et, le cas échéant, propose des dispositions complémentaires.

Recommandation n 7

Les groupes permanents recommandent qu'EDF examine la faisabilité de modifications permettant, en cas de brèche sur le tube de transfert, situé entre les piscines des bâtiments réacteur et combustible, de limiter la baisse de l'inventaire en eau dans les piscines à un niveau pouvant être maîtrisé par les dispositions prévues dans le cadre des ECS.

Situations accidentelles

Installations du CEA

Recommandation n 8

Les groupes permanents recommandent que le CEA retienne, pour le RJH, au titre du « noyau dur ECS » et afin de limiter les conséquences des accidents graves, les équipements participant à la fonction de « maîtrise des rejets dans l'environnement », et vérifie en conséquence leur robustesse à un séisme allant au-delà du séisme de référence de chaque installation.

Recommandation n 9

Les groupes permanents recommandent qu'AREVA complète son analyse des situations redoutées sur l'usine MELOX en prenant en compte le risque d'effet falaise associé à la perte ou à la détérioration du dernier niveau de filtration du réseau d'extraction HD qui pourrait survenir à la suite d'un incendie dans un local de l'atelier « poudres » concomitant à un séisme.

Gestion de crise

Recommandation n 10

Les groupes permanents recommandent qu'AREVA propose des dispositions permettant de disposer, pour chaque site, de moyens de gestion d'une situation de crise, de locaux de crise et de lieux de stockage de ces moyens robustes. Ces moyens techniques et humains devront permettre de gérer une situation résultant d'aléas de niveaux supérieurs à ceux retenus pour le dimensionnement des installations.



6, place du colonel Bourgoïn - 75572 Paris Cedex 12 - France • Tél. 01 40 19 86 00 - Fax 01 40 19 86 92

www.asn.fr