



FLAMANVILLE

Rapport d'évaluation complémentaire de la sûreté des installations nucléaires au regard de l'accident de Fukushima

15 septembre 2011

Rapport d'évaluation complémentaire de la sûreté des installations nucléaires au regard de l'accident de Fukushima du site de FLAMANVILLE

0. INTRODUCTION

FLAMANVILLE 1-2

1. CARACTERISTIQUES DU SITE
2. SEISME
3. INONDATIONS EXTERNES
4. AUTRES PHENOMENES NATURELS EXTREMES
5. PERTE DES ALIMENTATIONS ELECTRIQUES – PERTE DES SYSTEMES DE REFROIDISSEMENT
6. GESTION DES ACCIDENTS GRAVES
7. CONDITIONS DE RECOURS AUX ENTREPRISES PRESTATAIRES
8. SYNTHESE ET PLAN D' ACTIONS

Annexe 1 : Organisation de crise EDF

Annexe 2 : FARN

Annexe 3 : Radioprotection

Annexe 4 : Arbres d'évènements

FLAMANVILLE 3

1. CARACTERISTIQUES DU SITE
2. SEISME
3. INONDATIONS EXTERNES
4. AUTRES PHENOMENES NATURELS EXTREMES
5. PERTE DES ALIMENTATIONS ELECTRIQUES – PERTE DES SYSTEMES DE REFROIDISSEMENT
6. GESTION DES ACCIDENTS GRAVES
7. CONDITIONS DE RECOURS AUX ENTREPRISES PRESTATAIRES
8. SYNTHESE ET PLAN D' ACTIONS

Annexe 1 : Organisation de crise EDF

Annexe 2 : FARN

Annexe 3 : Radioprotection

Annexe 4 : Arbres d'évènements

RECS du CNPE du site de FLAMANVILLE

Chapitre 0

INTRODUCTION

SOMMAIRE

0.1	CONTEXTE.....	3
0.2	PRESENTATION DE LA DEMARCHE DE REEXAMEN DE SURETE	4
0.3	DEMARCHE CONCERNANT LES POINTS A REEXAMINER AU REGARD DU REFERENTIEL DE SURETE EN VIGUEUR.....	5
0.4	DEMARCHE DE L’EVALUATION COMPLEMENTAIRE DE SURETE POST-FUKUSHIMA	7
0.5	STRUCTURE DU RAPPORT	8
0.6	GLOSSAIRE.....	10

0.1 CONTEXTE

Le parc nucléaire français, composé de réacteurs de conception standardisée, repose sur la technologie à eau sous pression. Cette technologie, largement répandue sur le plan international, possède une bonne robustesse intrinsèque de conception.

De plus, depuis leur mise en service, les centrales du parc nucléaire d'EDF font l'objet de nombreuses évolutions et modifications destinées à améliorer leur niveau de sûreté. Ces évolutions sont apportées selon un principe d'amélioration continue de la sûreté, en vigueur en France depuis l'origine du parc nucléaire et désormais codifié par la loi n°2006-686 du 13 juin 2006 relative à la transparence et à la sécurité en matière nucléaire (TSN) notamment au travers des réexamens décennaux de sûreté (voir paragraphe 0.2). Cette amélioration continue du niveau de sûreté des installations repose d'une part sur le retour d'expérience (REX) des événements nationaux et mondiaux porteurs d'enseignements, et d'autre part sur le progrès des connaissances scientifiques et techniques en général.

Cette amélioration continue de la sûreté nécessite une pleine maîtrise par l'exploitant, responsable direct de la sûreté, de la conception des centrales tout au long de leur cycle de vie. Cette maîtrise est renforcée en France par l'intégration, au sein d'EDF, des composantes Recherche & Développement, ingénierie et exploitation.

Les accidents de Three Mile Island aux USA en 1979 et de Tchernobyl en Union Soviétique en 1986, qui sont les événements les plus importants avant l'accident de Fukushima au Japon en mars 2011, ont conduit les exploitants à travers le monde et notamment EDF à mettre en œuvre des programmes majeurs d'amélioration de la sûreté des réacteurs.

Les enseignements qui seront tirés de l'accident de Fukushima seront examinés avec la même attention et devraient également avoir un impact industriel important. Le programme d'actions post-Fukushima pour le parc nucléaire d'EDF comportera plusieurs étapes. L'une des premières étapes est définie par la décision ASN n° 2011-DC-0213 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 le 11 mars 2011 à la centrale nucléaire de Fukushima-Daïichi ».

En effet, à la suite de cet accident, et en application de l'article 8 de la loi TSN, l'ASN a fait l'objet d'une saisine par le Premier Ministre pour la réalisation d'un audit de la sûreté des installations nucléaires françaises au regard des événements de Fukushima.

La décision ASN n° 2011-DC-0213 du 5 mai 2011 prescrit que les évaluations complémentaires de sûreté donnent lieu, dans un premier temps et pour chaque site concerné, à l'établissement par l'exploitant d'un rapport. Le présent document constitue le rapport d'évaluation complémentaire de la sûreté au regard de l'accident de Fukushima établi pour le site de Flamanville. Il tient compte des conclusions des Groupes Permanents d'experts réunis le 6 juillet 2011 pour examiner la démarche retenue par EDF pour réaliser cette évaluation complémentaire de sûreté. A ce propos, les groupes permanents ont souligné le caractère ambitieux de l'exercice d'évaluation.

La réalisation de ces évaluations vient en complément de la démarche de sûreté menée de manière continue et évoquée précédemment.

Conformément à la décision ASN n° 2011-DC-0213 du 5 mai 2011, le présent rapport est établi sur la base de l'état de l'installation au 30 juin 2011.

Des inspections ciblées de l'ASN sont par ailleurs menées sur les sites au titre du premier retour d'expérience de l'accident de Fukushima. Les résultats de ces inspections seront traités selon un calendrier décalé de l'établissement du présent rapport.

Les démarches présentées aux paragraphes 0.2 et 0.3 ci-dessous s'appliquent aux tranches en exploitation du CNPE de Flamanville 1-2. Elles s'appliqueront à la tranche 3 (actuellement en projet) dès sa mise en service.

0.2 PRESENTATION DE LA DEMARCHE DE REEXAMEN DE SURETE

Chaque tranche fait l'objet d'une évaluation continue de son état, à l'occasion d'événements programmés ou fortuits, ou encore pour tenir compte du progrès des connaissances et des conclusions des instructions réglementaires menées avec l'ASN.

La recherche d'une meilleure sûreté opérationnelle a conduit à encadrer le processus d'évaluation continue de la sûreté pour stabiliser l'état des tranches, condition indispensable à la qualité d'exploitation. Le principe d'un réexamen de sûreté de périodicité décennale a ainsi été retenu de longue date pour le parc nucléaire français.

Réalisée à l'occasion des Visites Décennales (VD) des réacteurs, la démarche de réexamen de sûreté du palier comporte les deux volets suivants :

- Volet « examen de conformité » : démonstration de la conformité de l'état standard de réalisation du palier au référentiel des exigences de sûreté, puis vérification de la conformité des tranches à l'état standard de réalisation.

Cette vérification passe en particulier par un « bilan de santé » (maintien des qualifications et des performances, prise en compte des obsolescences, etc.), par une visite décennale (examen approfondi de l'état des tranches) et par l'analyse du retour d'expérience spécifique.

De manière plus détaillée, cet Examen de CONformité des Tranches (ECOT) consiste en un examen in situ des installations par rapport au référentiel de sûreté applicable. Un programme générique d'ECOT est défini suivant des thèmes choisis en fonction du retour d'expérience. Chaque tranche du palier applique donc ce programme qui concourt au contrôle de la conformité des installations au référentiel de sûreté.

Le programme d'ECOT associé à la VD2 du palier 1300 MWe (VD la plus récente effectuée sur les 2 réacteurs en exploitation de Flamanville 1-2) comprend notamment les thèmes suivants en lien avec ceux étudiés au titre de l'accident survenu à la centrale nucléaire de Fukushima-Daïichi :

- bilan d'application des Programmes de Base de Maintenance Préventive (PBMP) ancrages,
- vérification des dispositions permettant de s'assurer de la prise en compte du risque « séisme-événement » en exploitation (absence d'impact potentiel de matériels non qualifiés au séisme sur des matériels qualifiés au séisme),
- vérification des matériels mobiles de secours et des matériels mobiles utilisés en cas de Plan d'Urgence Interne (PUI).

Dans le présent rapport, il n'est pas fait mention de l'avancement détaillé de l'ECOT sur chaque tranche, puisque la démarche aboutit naturellement à la conformité de l'installation. Dans le cas où cet examen conduit à détecter un point générique à réexaminer au regard du référentiel de sûreté en vigueur, ce point est traité conformément au processus général décrit au paragraphe 0.3.

- Volet « réévaluation de sûreté » : évaluation de l'actualité et de la complétude du référentiel des exigences de sûreté à partir de l'examen de tous les enseignements importants pour la sûreté.

Tous les faits nouveaux, qu'ils résultent du retour d'expérience national ou international ou d'études particulières sont examinés et les points les plus sensibles évalués sous l'angle de leur impact sur le niveau de sûreté du palier. Lorsque nécessaire et adapté (l'intérêt devant l'emporter nettement sur les inconvénients éventuels), des évolutions à la hausse sont apportées au référentiel des exigences de sûreté.

S'il y a lieu, des études de vérification sont reprises (suite aux évolutions ou compléments éventuels apportés au référentiel des exigences de sûreté, ou aux évolutions des tranches).

Ce réexamen de sûreté débouche sur un lot de modifications (d'équipements ou/et de documents d'exploitation) sur le palier ou certaines des tranches de celui-ci.

En ce qui concerne le CNPE de Flamanville 1-2, toutes les tranches en exploitation sont à l'état VD2. Le réexamen de sûreté VD3 1300 est en cours de définition. Conformément à la périodicité décennale des réexamens de sûreté, les troisièmes visites décennales sur les tranches 1 et 2 auront lieu respectivement en 2017 et 2018.

0.3 DEMARCHE CONCERNANT LES POINTS A REEXAMINER AU REGARD DU REFERENTIEL DE SURETE EN VIGUEUR

En plus des réexamens de sûreté décennaux présentés ci-dessus, EDF a une politique d'examen et de traitement permanent de la conformité des réacteurs au référentiel de sûreté en vigueur. Cette démarche vertueuse permet de ne pas limiter la vérification de la sûreté des installations aux examens de conformité décennaux. En effet, des points à réexaminer au regard du référentiel de sûreté en vigueur peuvent être mis en évidence principalement à l'occasion des phases suivantes :

- Lors de la reprise d'études passées à l'occasion des démarches d'amélioration permanente de la sûreté: il est parfois mis en évidence, soit des choix de conception d'origine revus depuis, soit des différences par rapport aux meilleures méthodes ou moyens de calcul actuels ;
- Lors de l'exploitation ou à l'occasion de tel ou tel évènement, la culture sûreté peut conduire, par son approche interrogative, à mettre en évidence un point à réexaminer.

Les causes conduisant à l'identification de tels points s'accompagnent d'une politique volontariste de traitement.

A cette fin, EDF a mis en place en 2001 une politique de traitement des points à réexaminer au regard du référentiel de sûreté, partagée avec l'ASN. Cette politique fournit un cadre d'instruction, de caractérisation, de résorption et d'information de l'ASN pour les points ayant un impact significatif sur la sûreté, qu'ils proviennent de la conception-réalisation des installations ou de l'exploitation-maintenance. Les points détectés font l'objet d'un processus de traitement interne EDF, selon des critères de nature et d'impact sur la sûreté. Après caractérisation de leurs conséquences réelles ou potentielles sur la sûreté des tranches concernées, un traitement de résorption leur est affecté, à une vitesse de mise en œuvre cohérente avec l'impact sûreté. Si l'impact sûreté le justifie, des dispositions compensatoires provisoires peuvent être prises dans l'attente du traitement pérenne du point concerné. Ces points à réexaminer peuvent donner lieu à déclaration d'Événement Significatif Sûreté (ESS) classés suivant l'échelle internationale INES (International Nuclear Event Scale).

Pour répondre au cahier des charges de l'ASN relatif aux Examens Complémentaires de Sûreté post-Fukushima, il a été procédé à un examen de tels points à réexaminer dont l'existence est établie au 30 juin 2011 et en lien avec les thèmes du séisme, de l'inondation, de la perte de sources électriques et de la source froide, et des accidents graves.

Au-delà de ces points établis au 30 juin 2011, EDF a également retenu au titre du REX Fukushima, les démarches spécifiques suivantes :

- des « revues de fiabilité » sur chaque site sur les thèmes issus du REX de Fukushima qui recensent des constats matériels ne relevant pas d'un ESS ; le résultat de la revue de fiabilité du site est exposé dans le paragraphe 2.1.3.4 pour ce qui concerne le séisme et dans le paragraphe 3.1.3.4 pour ce qui concerne l'inondation;
- des inspections sismiques in-situ qui ont été menées sur une sélection de matériels identifiés comme équipements-clé pour faire face aux scénarii extrêmes envisagés, afin d'évaluer leur tenue au-delà de leurs conditions de dimensionnement : d'éventuels points à réexaminer au regard du référentiel actuel ont pu être détectés par ces inspections dont les résultats sont exposés dans le paragraphe 2.1.3.4.

Dans le cas où ces deux démarches mettraient en évidence de nouveaux points à réexaminer au regard du référentiel de sûreté en vigueur, ceux-ci entreraient alors dans le cadre de la politique afférente.

Par ailleurs, chaque inspection de l'ASN donne lieu à l'établissement par EDF d'un calendrier de correction des points à réexaminer et constats éventuellement relevés.

L'ensemble de ces démarches garantit un niveau de confiance élevé dans la connaissance de l'installation réelle au regard du référentiel actuel, notamment pour ce qui concerne les situations considérées suite à l'accident de Fukushima.

La présente Evaluation Complémentaire de Sûreté Post-Fukushima tient compte de l'état des installations au 30 juin 2011 et précise les points à réexaminer sélectionnés qui ont un impact sur l'analyse de robustesse dans les situations considérées. Une synthèse de l'état de la sûreté des installations du site est présentée au paragraphe 8, en considérant l'impact potentiel du cumul des points sélectionnés.

0.4 DEMARCHE DE L'EVALUATION COMPLEMENTAIRE DE SURETE POST-FUKUSHIMA

On rappelle ici que l'accident survenu à la centrale de Fukushima-Daiichi le 11 mars 2011, a été causé par un violent séisme (magnitude 9) au nord-est du Japon, suivi d'un tsunami de très forte amplitude. S'en est suivi un enchaînement d'événements qui a conduit à des situations critiques sur trois réacteurs en production (tranches 1 à 3) et finalement à des rejets importants de radioactivité dans l'environnement. L'enchaînement précis des événements n'est pas complètement connu d'EDF à ce jour. Par rapport aux évaluations complémentaires de sûreté engagées et présentées dans le présent rapport, il convient de retenir que :

- les centrales se sont arrêtées automatiquement lors du séisme mais ce dernier a conduit à la perte totale des alimentations électriques externes. Les systèmes d'évacuation de la puissance résiduelle ont démarré, leur alimentation électrique étant alors assurée par les groupes électrogènes de secours, qui ont bien démarré.
- ensuite, c'est le tsunami qui a provoqué la perte des groupes électrogènes de secours et a détruit les stations de pompage, privant ainsi les réacteurs et leur piscine de désactivation, situés dans le même bâtiment, de source de refroidissement.

L'accident nucléaire de Fukushima, par ses causes et ses conséquences, a donc largement dépassé les hypothèses de dimensionnement des réacteurs affectés, tant en ce qui concerne leurs moyens de protection contre les aléas intervenus que de gestion des situations accidentelles qui en ont résulté.

Pour les Evaluations Complémentaires de Sûreté décidées pour le parc nucléaire français suite à cet accident au Japon, s'impose donc le principe d'examiner la robustesse des installations au-delà du dimensionnement actuel des moyens de protection contre ces types d'aléas ainsi que des moyens de gestion des situations accidentelles potentielles dans ces situations.

En préalable, il faut cependant rappeler que le premier élément de robustesse d'une installation est la validité de ses bases de conception, retenues au départ et réexaminées lors des réévaluations de sûreté périodiques. Dans le cas de la centrale de Fukushima-Daiichi, des premiers éléments d'analyses issus de la Communauté Internationale suite à l'accident du 11 mars soulèvent des questionnements sur le fait que les installations n'auraient pas été forcément conçues pour résister à des agressions qui auraient été à prendre en compte, les modifications faites par l'exploitant ne couvrant pas certains événements historiques avérés (séismes et Tsunami), d'où le premier élément de l'examen de robustesse qui demande de vérifier la validité des bases de dimensionnement des installations.

S'agissant des situations en dehors de ce dimensionnement, le cahier des charges de l'ASN demande de « supposer la perte successive des lignes de défense, en appliquant une démarche déterministe, indépendamment de la probabilité de cette perte ». Cette démarche n'est pas bornée puisqu'elle doit être indépendante des probabilités d'occurrence, c'est-à-dire indépendante du caractère plausible ou non à la fois des aléas retenus et de leurs conséquences sur les lignes de défense. A l'évidence, elle conduit donc inéluctablement à des rejets importants dans l'environnement, indépendamment de leur caractère plausible ou non.

Cependant, si les résultats de ces analyses étaient utilisés tels quels pour en déduire les améliorations de sûreté à apporter aux installations, une telle démarche pourrait entraîner des orientations non adaptées aux véritables enjeux de sûreté : elle pourrait notamment conduire à orienter les efforts vers la recherche de parades répondant à des situations qui ne seraient pas du tout plausibles au détriment de ceux à consacrer à des situations plus plausibles.

Qui plus est, dans des scénarii où toutes les lignes de défense doivent forfaitairement être supposées perdues, certaines situations n'ont, par nature, pas de parade raisonnable ni possible à mettre en œuvre, ce qui pourrait conduire à la remise en cause de l'acceptabilité des installations complètement à tort, puisque ces situations ne sont pas plausibles. En conséquence, EDF se propose de répondre ainsi au cahier des charges de l'ASN :

- hypothèse de perte successive des lignes de défense, de façon déterministe et indépendante de toute probabilité d'occurrence, pour déterminer à partir de quand intervient une situation engendrant des rejets importants dans l'environnement
- examen de la vraisemblance de ces situations, en utilisant notamment des considérations probabilistes,
- détermination de parades éventuelles pour les situations en fonction de leur degré de vraisemblance et en tenant compte de leur caractère raisonnablement possible. L'objectif, pour les situations les moins vraisemblables retenues est de prévenir les rejets importants dans l'environnement.

De façon générale, la situation redoutée à prévenir pour le cœur correspond à la fusion du cœur (entrée en accident grave), celle-ci étant consécutive au découverture du combustible dans la cuve suite à la perte du refroidissement du cœur. Si, malgré toutes les nombreuses mesures prises il y avait quand même entrée en accident grave, la situation redoutée à prévenir serait un rejet important de radioactivité dans l'environnement.

La situation redoutée à prévenir pour les piscines de stockage du combustible usé est le découverture des assemblages combustible entreposés dans la piscine suite à la perte totale du refroidissement de la piscine. Un tel découverture ne garantirait en effet plus les deux fonctions assurées par l'eau de la piscine, à savoir la protection radiologique contre les rayonnements des assemblages usés et leur refroidissement.

0.5 STRUCTURE DU RAPPORT

Le rapport comprend donc, conformément à la décision de l'ASN et aux principes énoncés au paragraphe 0.4 précédent :

- un paragraphe consacré au risque « séisme » (paragraphe 2) présentant le dimensionnement de l'installation vis-à-vis du séisme, une évaluation des marges existantes et les dispositions éventuelles envisagées pour renforcer la robustesse de l'installation au-delà du dimensionnement actuel,
- un paragraphe consacré au risque « inondation » (paragraphe 3) présentant le dimensionnement de l'installation vis-à-vis de l'inondation, une évaluation des marges existantes et les dispositions éventuelles envisagées pour renforcer la robustesse de l'installation au-delà du dimensionnement actuel,
- un paragraphe (paragraphe 5) consacré aux pertes des alimentations électriques et des systèmes de refroidissement et présentant successivement, pour le cœur (paragraphe 5.1) et pour la piscine de stockage du combustible usé (paragraphe 5.2), les dispositions existantes pour gérer ces situations, les délais avant endommagement du combustible et les dispositions éventuelles envisagées pour renforcer la robustesse de l'installation au-delà du dimensionnement actuel,

- un paragraphe (paragraphe 6) consacré aux accidents graves (l'entrée en accident grave correspondant au début de fusion du cœur) présentant les mesures de gestion des accidents graves, aussi bien organisationnelles que matérielles, ainsi que les études/dispositions éventuelles supplémentaires envisagées pour éviter ou limiter les conséquences radiologiques d'un accident grave.

Chacun de ces paragraphes identifie en outre les effets faibles définis comme : effet correspondant à tout événement (perte de disposition de protection, perte de fonction de sûreté, défaillance d'équipement consécutive à l'événement initiateur de la situation ou au scénario qui en découle) qui conduit à une forte discontinuité dans le scénario entraînant une aggravation notable de son déroulement (réduction significative des délais avant atteinte des situations redoutées, augmentation significative des rejets, ...).

Le rapport comprend en outre :

- un paragraphe 1 consacré aux caractéristiques du site,
- un paragraphe 4 consacré aux conditions météorologiques extrêmes liées à l'inondation ainsi qu'au séisme dépassant le niveau pour lequel l'installation ou certains ouvrages sont dimensionnés et inondations induites dépassant le niveau d'eau pour lequel l'installation est dimensionnée,
- un paragraphe 7 consacré aux conditions de recours aux entreprises prestataires,
- et un paragraphe 8 de synthèse qui rappelle les conclusions de l'analyse de robustesse et établit le bilan des principales actions prévues par EDF suite à la présente Evaluation Complémentaire de Sûreté. Le tableau bilan du paragraphe 8 précise en particulier les délais associés aux études complémentaires et indique les dispositions éventuelles envisagées pour renforcer la robustesse de l'installation au-delà du dimensionnement actuel. Ce tableau liste les actions présentées dans le rapport en caractère gras.

0.6 GLOSSAIRE

AAR	Arrêt Automatique du Réacteur
AC	Assemblage Combustible
AG	Accident Grave
AIEA	Agence Internationale pour l'Energie Atomique
ANG	Alimentation Normale des Générateurs de vapeur
AN GV	Arrêt Normal - Refroidissement par les Générateurs de Vapeur
AN RRA	Arrêt Normal - Refroidissement par le circuit RRA
APE	Approche Par Etat
APG	Système des Purges des Générateurs de vapeur
API SO	Arrêt Pour Intervention - Etat Suffisamment Ouvert
APR	Arrêt Pour Rechargement
APRP	Accident de Perte de Réfrigérant Primaire
ARE	Régulation du débit d'Eau alimentaire normal des Générateurs de Vapeur
ASG	Alimentation de Secours des Générateurs de vapeur
ASME	American Society of Mechanical Engineers
ASN	Autorité de Sûreté Nucléaire
ASR	Arrêt à Simple Rechargement
BAN	Bâtiment des Auxiliaires Nucléaires
BAS	Bâtiment des Auxiliaires de Sauvegarde
BDS	Bloc De Sécurité
BK	Bâtiment Combustible
BL	Bâtiment électrique
BP	Basse Pression
BR	Bâtiment Réacteur
BT	Basse Tension ou Basse Température
BW	Locaux d'exploitation
CEA	Commissariat à l'Energie Atomique
CFI	Circuit de Filtration de l'eau de circulation
CIA	Conduite Incidentelle/Accidentelle
CIPR	Commission Internationale de Protection Radiologique
CNPE	Centre Nucléaire de Production d'Electricité
CPP	Circuit Primaire Principal
CRF	Circuit d'Eau de Recirculation

CVF	Réfrigérants atmosphériques
DAC	Décret d'Autorisation de Création
DCC	Conditionnement de la salle de Commande
DDD	Débit De Dose
DEG	Système de production et distribution d'Eau Glacée de l'îlot nucléaire
DEL	Système de production et distribution d'Eau glacée de la salle de commande et du bâtiment électrique
DMK	Systèmes de Manutentions bâtiment combustible
DMR	Systèmes de Manutentions bâtiment Réacteur
DN x	Eclairage Normal (le x dépend du bâtiment concerné)
DPN	Division Production Nucléaire
DSx	Eclairage de Secours (le x dépend du bâtiment concerné)
DUS	Diesel d'Ultime Secours
DVx	Système de Ventilation (le x dépend du bâtiment concerné)
EAS	Système d'Aspersion d'eau dans l'Enceinte de confinement
EAU	Instrumentation de l'Enceinte (Auscultation et mesures sismiques)
EBA	Système de ventilation de l'Enceinte (Balayage à l'Arrêt)
ECOT	Examens de Conformité de Tranche
EDE	Système de mise en Dépression de l'Espace entre-Enceintes
EDF	Electricité de France
EEE	Espace Entre-Enceintes
END	Examens Non Destructifs
EPP	Etanchéité et contrôle des fuites de l'enceinte
EPS	Etudes Probabilistes de Sécurité
ESS	Evènement Significatif pour la Sécurité
Etat A à F	Etats du réacteur
ETY	Système de contrôle de la Teneur en hydrogène dans l'Enceinte de confinement
EVF	Système de filtration interne du bâtiment réacteur
EVR	Système de Ventilation continue du bâtiment Réacteur
EVU	Système d'évacuation ultime de la chaleur dans l'enceinte
FARN	Force d'Action Rapide Nucléaire
FOD	Fuel Oil Domestic
GCT	Contournement vapeur de la Turbine
GEV	Evacuation d'énergie du Groupe turbo alternateur principal

GMPP	Groupe Motopompe Primaire Principal
GPR	Groupe Permanent Réacteurs
GTA	Groupe Turbo Alternateur
GV	Générateur de Vapeur
H1	Situation perte de la source froide
H3	Situation perte des alimentations électrique internes et externes
HT	Haute Température ou Haute Tension
ICB	Interaction Corium Béton
ICPE	Installation Classée pour la Protection de l'Environnement
INB	Installation Nucléaire de Base
IPS	Important Pour la Sûreté
IPS-NC	Important Pour la Sûreté – Non Classés
IRSN	Institut de Radioprotection et de Sûreté Nucléaire
IRWST	Réservoir contenant une grande quantité d'eau borée situé dans l'enceinte de confinement
Jxx	Détection et protection Incendie
KER	Recueil, contrôle et Rejet des Effluents liquides de l'îlot nucléaire
KKK	Contrôle et gestion des accès
KPR	Panneau de Repli
KRG	Régulation Générale
KRS	Contrôle de pollution (Radioprotection météorologique)
KRT	Mesures de Radioprotection
KSC	Salle de Commande de tranche
Lxy	Production et distribution électrique (x et y dépendent du matériel alimenté et des caractéristiques du courant nécessaire)
LR	Local de Regroupement
LTC	Local Technique de Crise
MDTE	Manque De Tension Electrique Externe
MMS	Moyens Mobiles de Secours
MWj/t	Méga Watt jour par tonne
NGF	Nivellement Général de la France
NGF-N	Nivellement Général de la France Normal
NRC	Nuclear Regulatory Commission (Autorité de Sûreté Nucléaire américaine)
ORSEC	Organisation de la Réponse de Sécurité Civile
PBMP	Programme de Base de Maintenance Préventive

PGVE	Projectiles Générés par le Vent Extrême
PMC	Système de Manutention du combustible
POLMAR	POLLution ou Accident MARitime
PPI	Plan Particulier d'Intervention
PTAEE	Perte Totale des Alimentations Electriques Externes
PTR	Circuit de Traitement et de Refroidissement de l'eau des piscines
PUI	Plan d'Urgence Interne
PV	Protection Volumétrique
R&D	Recherche et Développement
RAP	Recombineurs Autocatalytiques Passifs
RAZ	Stockage et distribution d'AZote (besoins nucléaires)
RCC-E	Règles de Conception et de Construction relatives aux matériels Electriques
RCC-G	Règles de Conception et de Construction relatives au Génie civil
RCC-M	Règles de Conception et de Construction relatives aux matériels Mécaniques de l'îlot nucléaire
RCC-P	Règles de conception et de Construction relatives aux Procédés
RCD	Réacteur Complètement Déchargé
RCP	Circuit Primaire
RCV	Circuit de Contrôle Chimique et Volumétrique
RDS	Rapport Définitif de Sûreté
REA	Circuit d'Appoint en EAu et bore
REN	Echantillonnage Nucléaire
REP	Réacteur à Eau sous Pression
REX	Retour d'EXpérience
RFS	Règle Fondamentale de Sûreté
RGL	Commande des Grappes de contrôle
RIC	Instrumentation Interne du Cœur
RIS	Système d'Injection de Sécurité
RIS-RA	Circuit de réfrigération du réacteur à l'arrêt
RP	Réacteur en Production
RPE	Purges Events et exhaures nucléaires
RPMQ	Recueil des Prescriptions pour le Maintien de la Qualification
RPN	Mesure de la Puissance Nucléaire
RPR	Système de Protection du Réacteur
RRA	Système de Refroidissement du Réacteur à l'Arrêt

RRI	Circuit de Réfrigération Intermédiaire des auxiliaires nucléaires
RRM	Système de Refroidissement des Mécanismes de commande des grappes
SAR	Distribution d'Air comprimé de Régulation
SAT	Distribution d'Air comprimé de Travail
SDC	Salle De Commande
SDD	Spectre De Dimensionnement
SDM	Salle des machines
SDP	Station De Pompage
SEA	Production d'Eau déminéralisée - épuration primaire
SEB	Système de production d'Eau Brute
SEC	Circuit d'Eau brute de secours (pour réfrigération intermédiaire RRI)
SED	Distribution Eau Déminéralisée partie réacteur
SEN	Système d'Eau brute pour réfrigération SRI
SEO	Egouts - Eaux perdues
SER	Distribution d'Eau déminéralisée partie conventionnelle
SEVESO	Directive européenne 96/82/CE concernant les sites industriels présentant des risques d'accidents majeurs
SFI	Système de Filtration de l'eau brute en station de pompage
SIR	Conditionnement chimique – Injection de Réactifs
SMHV	Séisme Maximal Historiquement Vraisemblable
SMS	Séisme Majoré de Sécurité
SPA	Surveillance Post Accidentelle
SRI	Système de Réfrigération Intermédiaire des auxiliaires conventionnels
SRU	Système de source froide ultime (pour réfrigération du système EVU)
TA	Transformateur Auxiliaire
TAC	Turbine A Combustion
TAM	Tampon d'Accès Matériels
TEG	Traitement des Effluents Gazeux
TEP	Traitement des Effluents Liquides Primaires
TEU	Traitement des Effluents liquides Usés
TMI	Three Mile Island
TP	Transformateur Principal
TPS ASG	TurboPompe de Secours alimentaire des générateurs de vapeur
TRI	Réfrigération Intermédiaire du Bâtiment de Traitement des Effluents
TRIC	Température en sortie de cœur

TS	Transformateur de Soutirage
UO₂	Dioxyde d'uranium
VCD	Contournement du Condenseur et Décharge à l'atmosphère
VD	Visite Décennale
VDA	Vannes de décharge à l'atmosphère
VVP	Circuit de Vapeur Principal

RECS du CNPE de FLAMANVILLE 1-2

Chapitre 1

CARACTERISTIQUES

SOMMAIRE

1.1	LOCALISATION.....	3
1.2	NOMBRE D'INSTALLATIONS NUCLEAIRES SUR LE SITE ET EXPLOITANT	3
1.3	ENVIRONNEMENT INDUSTRIEL ET RISQUES ENGENDRES POUR L'INSTALLATION.....	3
1.3.1	Installations à proximité du CNPE de Flamanville 1 et 2	3
1.3.2	Installations internes au CNPE.....	4
1.3.3	Activités portuaires.....	5
1.3.4	Réseau routier et ferroviaire	6
1.3.5	Réseau routier	6
1.3.6	Réseau routier	6
1.3.7	Canalisations et transports de matières dangereuses	6
1.4	CARACTERISTIQUES DE CHAQUE INSTALLATION.	7
1.4.1	Spécificités des INB 108 et 109.....	7
1.4.2	Spécificités de l'INB 167.	9
1.4.3	Alimentations électriques du site.....	10
1.4.4	Alimentation en eau	11

1.1 LOCALISATION

Le site EDF de Flamanville est implanté sur la côte nord-ouest de la presqu'île du Cotentin, en bordure de la Manche, sur les falaises granitiques du Cap de Flamanville. Ce secteur côtier est constitué d'une succession d'anses sableuses et de caps rocheux depuis Carteret au sud jusqu'au Cap de La Hague au nord. Les installations EDF sont localisées sur le territoire de la commune de Flamanville, canton des Pieux, dans le département de la Manche.

Les communes avoisinantes les plus proches sont Flamanville (1 km à l'est) et Les Pieux (5 km à l'est-sud-est). Le port de Diélette est à 1 km au nord-est, la ville de Cherbourg à 21 km au nord-est, l'île anglo-normande de Jersey à 42 km au sud-ouest.

1.2 NOMBRE D'INSTALLATIONS NUCLEAIRES SUR LE SITE ET EXPLOITANT

- Nombre d'installations contenant des réacteurs nucléaires : 2 INB N°108 et N°109 (2 tranches)
- Exploitant : EDF
- Nombre d'autres installations nucléaires : INB 167 - EPR1650 MWe en construction
- Exploitant : EDF

Les principales caractéristiques de ces installations sont présentées au § 1.4.

1.3 ENVIRONNEMENT INDUSTRIEL ET RISQUES ENGENDRES POUR L'INSTALLATION

Le présent paragraphe décrit l'environnement industriel du CNPE ainsi que les risques engendrés.

Ces risques sont :

- L'endommagement des bâtiments par explosion ou incendie
- L'endommagement d'équipements par explosion, incendie ou corrosion
- L'intoxication du personnel

La prise en compte de ces risques est traitée au § 6.1.2.6.

1.3.1 INSTALLATIONS A PROXIMITE DU CNPE DE FLAMANVILLE 1 ET 2

En raison des risques qu'elles présentent, certaines installations peuvent être soumises à une réglementation particulière. Dans le cas des Installations Classées pour la Protection de l'Environnement (ICPE), les installations sont soumises à différents régimes selon les dangers ou inconvénients que peut présenter leur exploitation.

En ce qui concerne l'environnement industriel, la liste des ICPE pour les catégories présentant les risques les plus importants est donnée dans le tableau suivant. Les ICPE à Autorisation sont recensées dans un périmètre de 5 km autour du CNPE Les ICPE à Autorisation avec Servitude d'utilité publique (AS, seuil haut de la directive « SEVESO ») sont recensées dans un périmètre de 10 km autour des CNPE

Commune	Exploitant	Activité (Rubrique)	Classement	Distance
FLAMANVILLE (EPR)	DTP Terrassement	aire de transit des minéraux servant au remblai - 2517	A	500 m
FLAMANVILLE (EPR)	Bouygues TP	Centrale à béton. 2515	A	500 m

Ce tableau montre que :

- aucune installation n'est soumise à autorisation dans un rayon de 5 km (hors chantier EPR)
- aucune installation n'est classée SEVESO dans un périmètre de 10 km autour du site

Il existe également des ICPE soumises à déclaration sans risque avéré pour le site.

1.3.2 INSTALLATIONS INTERNES AU CNPE

Les ICPE des INB 108 et 109.

Parmi l'ensemble des Equipements Nécessaires (EN) et ICPE présents sur le CNPE, les installations les plus significatives, vis-à-vis des risques cités en début de § 1.3, sont les installations à autorisation suivantes :

Désignation	Risques	Parades mises en place	EN ou ICPE	Classement
4 postes de stockage d'hydrazine – EN	Incendie Explosion Toxique	Stockage sur rétention reliée à fosse de neutralisation Consignes sécurité	EN	Autorisation

Ces équipements présentent un risque potentiel compte tenu de la quantité de matières mise en jeu et de leur localisation.

Les diesels de tranche présentant des risques en cas d'incendie font également l'objet d'une analyse particulière au § 6.1.2.6.

Les autres EN et ICPE présents sur le CNPE, ne représentent pas de risque significatif même en cas d'inondation ou de séisme.

Les futurs ICPE de l'INB 167

Les ICPE, notamment du chantier EPR, au 30 Juin 2011, ne représentent pas de risque significatif même en cas d'inondation ou de séisme. Cependant, l'analyse sera reconduite au fur et à mesure de la mise en place d'ICPE temporaires et permanentes.

1.3.3 ACTIVITES PORTUAIRES

Le port de Cherbourg

Cherbourg est le seul port ayant une activité significative dans le Nord Cotentin, dans le commerce, la pêche et la plaisance. C'est aussi le premier port français certifié ISO 9002 et le premier en eau profonde d'Europe Continentale à l'entrée de la Manche (13 mètres de tirant d'eau à toute heure). De par son éloignement à plus de 20 km de la centrale, son activité ne génère pas de risque industriel particulier sur celle-ci.

Les autres ports :

- Barneville-Carteret, d'une importance moindre, consacré à la plaisance et à la pêche.
- Port-Diélette regroupe des activités de plaisance, de trafic passagers vers les îles Anglo-normandes (d'avril à septembre), de pêche et de fret.

Routes maritimes

Les navires marchands de gros tonnage assurant le transit entre l'Europe du Nord et les ports du Golfe Persique, de la Méditerranée et des Etats-Unis empruntent des routes bien déterminées définies à l'échelon international lors de leur passage dans la Manche, nommées respectivement T2 pour la navigation montante et T1 pour la navigation descendante.

Au large de Cherbourg à l'ouest, le trafic maritime est conditionné par les Dispositifs de Séparation du Trafic (DST1) des Casquets et du Pas de Calais, adoptés par l'OMI (Organisation Maritime Internationale). Le DST des Casquets ordonne le trafic au Nord des îles Anglo-Normandes, en un lieu où les routes maritimes venant des parages d'Ouessant et des îles Scilly convergent avec celles descendant du Pas de Calais. Il se compose d'une zone de séparation de 5 miles nautiques (environ 9 km) de large bordée au Nord par une zone de circulation, 5 miles nautiques de large pour le trafic en direction de l'Ouest et au Sud par une zone de circulation de 5 miles nautiques de large pour le trafic en direction de l'Est. Ces zones sont orientées sur un axe 075°-255°. Une zone de navigation côtière complète ce dispositif entre la limite Sud du dispositif et les îles Anglo-Normandes.

Le CROSS Jobourg assure le trafic maritime dans la zone couverte par le dispositif des Casquets ; il travaille en liaison avec son homologue britannique de Portland Coast Guard.

Il faut noter de plus un trafic important transmanche entre la France (Cherbourg, St-Malo, Granville...), les îles Anglo-Normandes et le Royaume-Uni (Poole, Southampton, Weymouth) qui est Nord-Sud et dont les routes peuvent longer la côte Ouest du Cotentin.

Les distances des deux routes maritimes par rapport à Flamanville sont comprises entre 40 km (pour celle des Casquets - T2) et 70 km (pour celle du Pas de Calais - T1).

1.3.4 Réseau routier et ferroviaire

Réseau routier

Compte tenu de l'absence de route en pied de falaise, l'accès principal au site de Flamanville se fait à partir du plateau par la route départementale D23 en provenance des Pieux, qui longe la côte sur 2 km à partir de Diélette, pour aboutir à l'accès Nord. Cette route contourne ensuite le site en limite Est sur la falaise, pour desservir l'accès Sud (accès principal).

La route départementale D4 relie Les Pieux à l'accès Sud du CNPE de Flamanville. Située sur le plateau de la commune de Flamanville, elle n'est pas exposée au front de mer.

La route départementale D650 reliant Barneville-Carteret à Cherbourg par Les Pieux se situe à environ 5 km.

Réseau ferroviaire

La voie ferrée la plus proche est la ligne SNCF Paris-Cherbourg, passant par Caen et Carentan. Le point le plus proche est à 15 km du site, aux environs de la commune de Couville. Les activités industrielles générées sont sans impact sur le CNPE compte tenu de l'éloignement géographique du réseau ferroviaire.

1.3.5 CANALISATIONS ET TRANSPORTS DE MATIERES DANGEREUSES

Le réseau de gaz naturel haute pression passe à plus de 15 km du site. Son impact n'est donc pas jugé significatif.

1.4 CARACTERISTIQUES DE CHAQUE INSTALLATION.

Le site de Flamanville comprend deux tranches nucléaires (INB 108 et 109) de conception identique, du type à eau sous pression, d'une puissance de 1300 MWe, et une tranche en construction de type EPR (INB 167) d'une puissance de 1650 MWe, toutes trois refroidies en circuit ouvert à l'eau de mer.

1.4.1 SPECIFICITES DES INB 108 ET 109.

Les deux unités de production d'énergie électrique en exploitation sont construites selon le standard du palier 1300 MWe - train P4 pour la partie nucléaire et le standard du palier 1300 MWe - train P'4 pour la partie classique (salle des machines). Les deux tranches sont refroidies en circuit ouvert à l'eau de mer. L'eau du circuit primaire est utilisée comme modérateur et réfrigérant du cœur.

Unité de production	1	2
N° INB	108	109
DAC	DAC du 21/12/1979	DAC du 21/12/1979
1ère divergence	29/05/1985	12/06/1986
Première visite décennale	30/08/1997 17/1/1998	11/02/1998 12/05 /1998
Deuxième visite décennale	23/02/2008 20/07/2008	26/07/2008 15/12/2008

Les deux unités et l'ensemble des installations annexes nécessaires au fonctionnement des réacteurs constituent deux installations nucléaires de base (INB 108 et INB 109).

Chaque unité de production comporte :

- une chaudière nucléaire à eau ordinaire sous pression, à 4 boucles, de technique Westinghouse, dont la puissance thermique nominale garantie est de 3817 MWth,
- une installation de production d'énergie électrique dont la puissance électrique est d'environ 1300 MWe,
- les circuits auxiliaires nécessaires aux fonctionnements normaux et accidentels.

La plate-forme du site de Flamanville se situe à +12,40 m NGFN, suite à l'excavation de la falaise. Tous les bâtiments industriels sont implantés sur la plate-forme.

Il existe 3 barrières de confinement entre le combustible et l'environnement : la gaine du combustible, l'enveloppe sous pression du circuit primaire principal qui refroidit le cœur et enfin, l'enceinte de confinement qui abrite le circuit primaire principal.

Combustible

Le combustible GEMMES, enrichi à 4% d'UO₂ est utilisé sur les deux tranches des INB 108 et 109 de Flamanville. La gestion associée est 1/3 de cœur, c'est-à-dire qu'un tiers de cœur est remplacé à chaque arrêt pour rechargement. L'irradiation maximale autorisée est de 52 000 MWj/t.

Unité de production	1 (au 30 juin 2011)	2 (au 30 juin 2011)
Puissance résiduelle (MW)	2,28	0,56

Le cœur, déchargé de la cuve réacteur, est mis en piscine de désactivation (piscine BK). La puissance résiduelle maximale autorisée en piscine BK est de 11 MW, à comparer aux puissances résiduelles actuelles des piscines BK (cf. tableau ci-dessus).

Enceinte de confinement

L'enceinte de confinement est constituée d'une enceinte interne en béton armé précontraint entourée d'une enceinte externe en béton armé. L'espace entre-enceinte est maintenu en dépression par le système de ventilation EDE permettant de recueillir d'éventuelles fuites de l'enceinte interne et de les filtrer avant leur rejet dans l'environnement par la cheminée.

L'enceinte interne est conçue pour supporter, sans perte d'intégrité, les sollicitations (montée en pression) résultant de la rupture circonferentielle complète et soudaine d'une tuyauterie du circuit primaire avec séparation totale des extrémités.

Les résultats des essais périodiques (épreuves enceintes décennales et tests d'étanchéité des traversées enceinte lors des visites périodiques) pour mesurer l'étanchéité globale de l'enceinte de confinement ainsi que son bon comportement mécanique, sont conformes aux critères d'étanchéité attendus et attestent d'un comportement mécanique satisfaisant de l'enceinte de confinement sous l'effet de la pression.

Date des dernières épreuves enceintes décennales		
Unité de production	1	2
Date des deuxième épreuves enceinte	Février 2008	Juillet 2008

1.4.2 SPECIFICITES DE L'INB 167.

Ce réacteur est de type à eau sous pression de technologie EPR (European Pressurised Reactor). Il possède une puissance électrique d'environ 1650 MWe pour une puissance thermique cœur de 4500 MWth. Toutefois, à la mise en service, la puissance thermique de fonctionnement prévue par EDF est de 4300 MWth.

Il est refroidi en circuit ouvert à l'eau de mer.

Unité de production	3
N° INB	167
DAC	DAC du 10/04/2007

Cette unité de production comportera :

- une chaudière nucléaire à eau ordinaire sous pression, à 4 boucles, dont la puissance thermique envisagée est de 4500 MWth,
- une installation de production d'énergie électrique dont la puissance électrique est d'environ 1650 MWe,
- les circuits auxiliaires nécessaires aux fonctionnements normaux et accidentels.

La plate-forme du site de Flamanville se situe à +12,40 m NGFN, suite à l'excavation de la falaise. Tous les bâtiments industriels sont implantés sur la plate-forme.

Il existe 3 barrières de confinement entre le combustible et l'environnement : la gaine du combustible, l'enveloppe sous pression du circuit primaire principal qui refroidit le cœur et enfin, l'enceinte de confinement qui abrite le circuit primaire principal.

Combustible

Le site étant en construction, la gestion du combustible peut encore évoluer. Il est cependant défini pour le premier cycle de fonctionnement que, les assemblages étant tous neufs, l'enrichissement maximal serait de 3,2 % en U5. Pour les cycles suivants, un enrichissement de 4,2 % en U5 est prévu.

Enceinte de confinement

L'enceinte de confinement est constituée d'une enceinte interne en béton armé précontraint sur laquelle est implantée une peau métallique qui assure l'étanchéité de l'enceinte. La partie en béton est dimensionnée vis-à-vis de la résistance à la pression. Cette enceinte interne est entourée d'une enceinte externe en béton armé précontraint.

L'espace entre-enceinte est maintenu en dépression par le système EDE permettant de recueillir d'éventuelles fuites de l'enceinte interne et de les filtrer avant leur rejet dans l'environnement par la cheminée.

Les essais périodiques (épreuves enceintes décennales et tests d'étanchéité des traversées enceinte lors des visites périodiques) pour mesurer l'étanchéité globale de l'enceinte de confinement ainsi que son bon comportement mécanique attesteront d'un comportement mécanique satisfaisant de l'enceinte de confinement sous l'effet de la pression.

1.4.3 ALIMENTATIONS ELECTRIQUES DU SITE

Les unités de production 1 et 2 (INB 108 et 109) du site de Flamanville sont raccordées au réseau électrique général selon le schéma dit "à la ligne longue" par 4 lignes 400 kV. La longueur de chacune de ces lignes est de 25 km. Ces quatre lignes sont supportées par deux files de pylônes. Une file de pylônes supporte les 2 lignes d'évacuation d'énergie partant des plates-formes des transformateurs des 2 tranches. L'autre file de pylônes supporte les 2 lignes d'alimentation électrique auxiliaire des 2 tranches

Les deux alimentations externes de chacune de ces tranches sont assurées d'une part par la ligne d'évacuation d'énergie de cette tranche, d'autre part par raccordement d'un transformateur auxiliaire sur la ligne d'évacuation d'énergie d'une tranche utilisant l'autre ligne d'évacuation.

L'indépendance nécessaire des deux alimentations externes est réalisée d'un point de vue fonctionnel, par la conception du poste d'interconnexion représentant un nœud important du réseau 400 kV. Il est constitué par un système de jeux de barres multiples débouchables en marche. Les lignes sont raccordées de telle manière qu'il y ait interposition des deux disjoncteurs de tronçonnement de barre entre l'évacuation d'énergie d'une tranche et l'alimentation auxiliaire de cette même tranche. Le système de protection associé comporte des protections redondantes assurant l'élimination sélective des défauts.

En cas de perte des alimentations électriques externes, des sources distinctes (internes à chacune des tranches) démarrent automatiquement pour alimenter séparément les ensembles d'auxiliaires nécessaires au maintien des fonctions de sûreté de la tranche.

Ces sources de secours sont constituées par deux groupes électrogènes diesels autonomes et fonctionnellement indépendants pour les tranches 1 et 2 et par 4 diesels pour la tranche 3.

En cas d'échec du raccordement de ces groupes électrogènes diesels de tranche, il y a possibilité de raccorder le groupe d'ultime secours de site (groupe électrogène à turbine à combustion) ou un groupe électrogène diesel d'une tranche voisine pour les tranches 1 et 2. La tranche 3 possède deux diesels d'ultime secours supplémentaires.

En complément pour les tranches 1 et 2, un turboalternateur de secours alimenté par la vapeur des GV permet d'alimenter les actionneurs nécessaires à la conduite dans cette situation, en l'absence de tension sur les tableaux électriques correspondants.

Après la mise en service de l'INB 167, les trois unités de production seront raccordées au réseau électrique général selon le schéma dit "à la ligne longue" par 4 lignes 400 kV.

L'alimentation secours du transformateur auxiliaire de l'unité de production n°2 sera assurée par l'unité de production n°3 et inversement.

1.4.4 ALIMENTATION EN EAU

La réfrigération du circuit primaire est assurée par une circulation d'eau dans le circuit secondaire physiquement séparé de l'eau primaire. L'eau contenue dans le circuit secondaire est une eau douce traitée (déminéralisation, conditionnement chimique) provenant des rivières « Le petit Douet et grand Douet ».

La réfrigération des circuits secondaires des trois installations est effectuée en circuit ouvert d'eau de mer, avec une prise d'eau en canal à la côte et rejet au large par trois galeries sous-marines.

Alimentation en eau de mer des INB 108 et 109.

Les ouvrages de prise d'eau, comportent un chenal de prise d'eau de mer, protégé par des digues et amortissant la houle, desservant un bassin d'alimentation creusé dans le platier et les 2 stations de pompage, quel que soit le marnage.

Chaque station de pompage assure pour la tranche correspondante l'alimentation en eau de mer de refroidissement des condenseurs des groupes turbo-alternateurs et des auxiliaires nucléaires au moyen de galeries souterraines et tuyauteries enterrées dans la plate-forme à la cote de 12,40 m NGFN.

Par ailleurs, un bassin de rejet attenant à chaque station de pompage recueille les rejets de l'ensemble des circuits d'eau de mer de la tranche. Une galerie sous-marine, raccordée au bassin de rejet par un puits vertical et à son autre extrémité, à l'ouvrage de rejet en mer par un second puits vertical. En cas d'indisponibilité de la galerie sous-marine, le rejet de l'eau réfrigérant les auxiliaires nucléaires est orienté vers le bassin de rejet de la tranche voisine.

Alimentation en eau de mer de l'INB 167.

Le chenal de prise d'eau est commun avec celui des INB 108 et 109.

La station de pompage assurera pour la tranche l'alimentation en eau de mer de refroidissement du condenseur, du groupe turbo-alternateur et des auxiliaires nucléaires au moyen de galeries souterraines et tuyauteries enterrées dans la plate-forme à la cote de 12,40 mNGFN.

Par ailleurs, un bassin de rejet attenant à la station de pompage recueillera les rejets de l'ensemble des circuits d'eau de mer de la tranche. Une galerie sous-marine raccordera le bassin de rejet à l'ouvrage de rejet en mer.

En cas d'indisponibilité de la prise d'eau en station de pompage, l'alimentation peut être assurée par l'ouvrage de rejet.

Alimentation en eau douce

La réfrigération du circuit primaire est assurée par une circulation d'eau dans le circuit secondaire physiquement séparé de l'eau primaire. Cette eau est conditionnée (deminéralisation, conditionnement chimique). En amont de ce conditionnement, cette eau provient des rivières le petit Douet, le grand Douet et la Diélette.

L'eau douce est stockée à la centrale dans trois bassins :

- Deux bassins SEA d'une capacité brute totale d'environ 150 000 m³. Ces bassins fournissent l'eau douce brute nécessaire au fonctionnement des réacteurs de Flamanville 1 et 2
- Un bassin intermédiaire destiné au besoin du chantier EPR de 500 m³ situé en haut de falaise.

L'installation SEA est raccordée au chantier de l'EPR par l'intermédiaire du réseau de distribution d'eau douce brute de Flamanville 1/2 (SEI).

Les deux bassins de stockage d'eau douce brute sont situés sur la falaise à la cote +77 m NGF au Sud du site.

La station de déminéralisation et la station de dessalement de l'eau de mer sont situées sur la plate forme à 12,40 m NGFN en pied de falaise versant sud, face au bâtiment administratif de Flamanville 1 et 2.

Les réservoirs de stockage d'eau déminéralisée pour les circuits conventionnels et nucléaires sont implantés à proximité de la station de déminéralisation.

RECS du CNPE de FLAMANVILLE 1-2

Chapitre 2

SEISME

SOMMAIRE

2.1	DIMENSIONNEMENT DE L'INSTALLATION.....	3
2.1.1	SEISME POUR LEQUEL L'INSTALLATION EST DIMENSIONNEE.....	3
2.1.1.1	CARACTERISTIQUES DES SEISMES DU SITE.....	3
2.1.1.2	SPECTRES RETENUS A LA CONCEPTION.....	11
2.1.1.3	ADEQUATION DU SEISME POUR LEQUEL L'INSTALLATION EST DIMENSIONNEE.....	12
2.1.2	DISPOSITIONS DE PROTECTION DE L'INSTALLATION FACE AU NIVEAU DE SEISME POUR LEQUEL ELLE EST DIMENSIONNEE :	13
2.1.2.1	STRUCTURES, SYSTEMES ET COMPOSANTS (SSC) DONT LA DISPONIBILITE EST REQUISE APRES LE SEISME :	13
2.1.2.2	PRINCIPALES DISPOSITIONS DE CONCEPTION/CONSTRUCTION ASSOCIEES.....	16
2.1.2.3	PRINCIPALES DISPOSITIONS D'EXPLOITATION	18
2.1.2.4	EFFETS INDIRECTS DU SEISME PRIS EN COMPTE :	19
2.1.3	CONFORMITE DE L'INSTALLATION PAR RAPPORT A SON REFERENTIEL ACTUEL	23
2.1.3.1	ORGANISATION GENERALE DE L'EXPLOITANT POUR GARANTIR LA CONFORMITE.....	23
2.1.3.2	ORGANISATION DE L'EXPLOITANT POUR LES APPROVISIONNEMENTS ET EQUIPEMENTS MOBILES	24
2.1.3.3	POINTS A REEXAMINER AU REGARD DU REFERENTIEL DE SURETE EN VIGUEUR ET REMISE EN CONFORMITE.....	24
2.1.3.4	EXAMEN DE CONFORMITE SPECIFIQUE ENGAGE PAR L'EXPLOITANT	28
2.2	EVALUATION DES MARGES.....	29
2.2.1	DEMARCHE ET EVALUATION GENERALE DE ROBUSTESSE DES INSTALLATIONS	29
2.2.1.1	METHODOLOGIE POUR EVALUER LA ROBUSTESSE VIS-A-VIS DU RISQUE SISMIQUE	29
2.2.1.2	ROBUSTESSE VIS-A-VIS DU RISQUE SISMIQUE.....	29
2.2.1.3	REVUE DES MARGES.....	31
2.2.1.4	INSPECTIONS SISMIQUES	37
2.2.2	FONCTION DE SURETE HORS CONFINEMENT	41
2.2.2.1	EVALUATION DES MARGES SISMIQUES - CAPACITES SISMIQUES GENERIQUES	41
2.2.2.2	POINTS DE VIGILANCE VIS-A-VIS DU SEISME ET DISPOSITIONS D'AMELIORATION	41
2.2.3	FONCTION DE SURETE INTEGRITE DU CONFINEMENT	46
2.2.3.1	INTEGRITE DU CONFINEMENT BR.....	46
2.2.3.2	ETAT DES LIEUX POUR LA PISCINE BK – ENTREPOSAGE/MANUTENTION COMBUSTIBLE.....	46
	ANNEXE 1 CLASSEMENT AU SEISME DES SYSTEMES ELEMENTAIRES (ETAT VD2).....	48
	ANNEXE 2 BATIMENTS DIMENSIONNES AU SEISME (ETAT VD2).....	58

2.1 DIMENSIONNEMENT DE L'INSTALLATION

2.1.1 SEISME POUR LEQUEL L'INSTALLATION EST DIMENSIONNEE

2.1.1.1 Caractéristiques des séismes du site

2.1.1.1.1 Méthodologie

Démarche générale

L'aléa sismique pour le site de FLAMANVILLE est déterminé en suivant les prescriptions de la Règle Fondamentale de Sécurité 2001-01 « Détermination du risque sismique pour la sûreté des INB de surface » du 31 mai 2001.

La démarche générale est la suivante :

En se basant sur les données géologiques, géophysiques et sismologiques disponibles, on réalise tout d'abord un zonage sismotectonique, dans lequel chaque zone est constituée d'un bloc de croûte ou d'une famille de failles ayant un potentiel sismogène homogène.

En se basant sur les données historiques, on identifie le Séisme Maximal Historiquement Vraisemblable (SMHV) : c'est le séisme le plus pénalisant susceptible de se produire sur le site, compte tenu des observations historiques et des connaissances géologiques et sismotectoniques de la région avoisinante, sur une période de durée comparable à la période historique, soit environ 1000 ans.

On détermine ensuite le Séisme Majoré de Sécurité (SMS) : c'est un séisme hypothétique enveloppe du SMHV. Il est considéré comme le séisme le plus agressif à retenir pour l'évaluation de l'aléa sismique à prendre en compte pour le dimensionnement d'une installation. L'intensité du SMS est celle du SMHV majorée de un point sur l'échelle d'intensité sismique (MSK).

Les séismes sont décrits par leurs spectres de réponse (repérés par la valeur d'accélération à période nulle, exprimée en « g »). Pour cela il faut déterminer la magnitude (« échelle de Richter ») et la profondeur du foyer des événements historiques. Le spectre de réponse du SMS est obtenu en retenant comme magnitude celle du SMHV majorée de 0,5 sur l'échelle de Richter.

Enfin, quel que soit le spectre obtenu pour le SMS, le spectre final retenu pour la conception ne doit pas être inférieur à un Spectre Minimal Forfaitaire (SMF) défini par la RFS 2001-01, et calé à 0,1 g à période nulle (pour le mouvement horizontal).

Dans le cas d'un site localisé à proximité immédiate d'une faille active avec rupture de surface, la prise en compte des paléoséismes qui seraient identifiés sur la faille doit être envisagée par comparaison du spectre associé avec celui du SMS.

Origine et analyse des données historiques :

Les données de sismicité historique sont rassemblées dans une base de données, intitulée SISFRANCE, où sont collectées toutes les données d'archives mentionnant un tremblement de terre ou ses effets. Cette base de données est maintenue et enrichie en continu par le Bureau de Recherches Géologiques et Minières (BRGM), Electricité De France (EDF) et l'Institut de Radioprotection et de Sécurité Nucléaire (IRSN). Pour les séismes les plus récents, une importante contribution est apportée

par le Bureau Central Sismologique Français (BCSF) sous forme de résultats des questionnaires d'enquête macrosismique.

La base SISFRANCE rassemble environ 10 000 documents originaux, décrivant plus de 6 000 événements et 100 000 points d'observations, sur une période de plus de 1 000 ans.

Les documents historiques originaux rassemblés dans SISFRANCE sont analysés et critiqués, pour s'assurer de leur authenticité et de leur qualité, avant d'en tirer des informations sur l'événement sismique et sur ses effets. Ces effets sont quantifiés sous forme d'intensités macrosismiques (échelle MSK) ressenties en divers points du territoire.

Une interprétation de ces données permet de déterminer certaines caractéristiques des séismes, telles que l'étendue de la zone de perception, la localisation de l'épicentre, et l'intensité épiscopentrale.

On en déduit la magnitude et la profondeur focale de ces événements. La méthode consiste à caler les paramètres de magnitude et de profondeur sur un modèle physique de décroissance des intensités. Les coefficients du modèle utilisé sont ceux établis par l'IRSN, et le calage du modèle utilise l'ensemble des points de données macrosismiques du séisme, conformément aux préconisations de la RFS 2001-01.

2.1.1.1.2 Séismes caractéristiques du site de FLAMANVILLE

Les tranches de FLAMANVILLE 1-2 sont à l'état VD2. L'aléa sismique correspondant à cet état, conforme aux prescriptions de la RFS 2001-01, a été présenté par EDF en mars 2003 et accepté par l'Autorité de Sûreté en juin 2003. Il est cohérent avec le référentiel de sûreté actuel des tranches 1-2. La figure 2.1.1.1-a présente les spectres de réponse associés à ce référentiel :

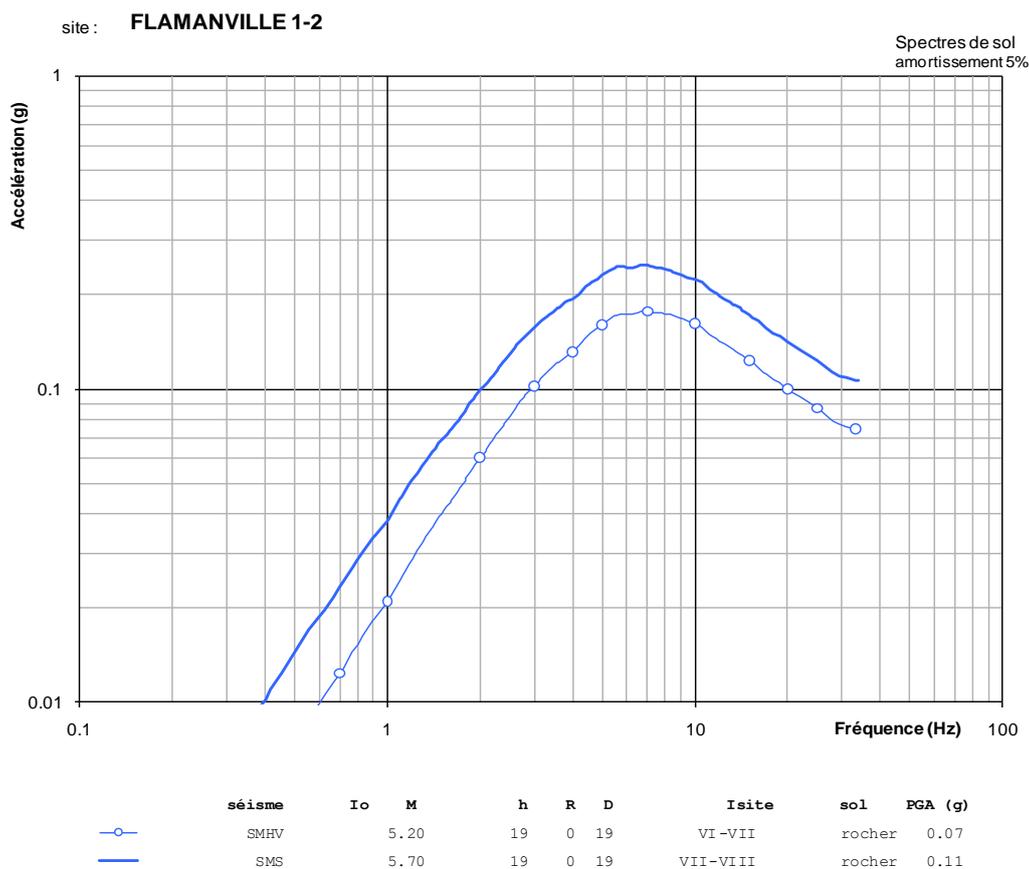


Figure 2.1.1.1-a « Spectres de réponse de sol associés à la VD2 de Flamanville 1-2 »

La méthode de détermination de l'aléa sismique au site de FLAMANVILLE selon la RFS 2001-01 est présentée ci-après.

Le niveau d'aléa sismique présenté dans ce paragraphe est celui évalué récemment dans le cadre de la demande de mise en service de la tranche EPR FLAMANVILLE-3, et est conforme à celui retenu pour la troisième visite décennale (VD3) à venir des tranches de FLAMANVILLE 1-2. La figure 2.1.1.1 c présente les spectres de réponse associés à ce référentiel.

Zonage Sismotectonique :

Le zonage sismotectonique est obtenu en s'appuyant sur une description de l'état statique de la croûte (épaisseur de la croûte, épaisseur de la couverture sédimentaire, nature lithologique des terrains, structure héritée des principaux épisodes tectoniques, données géophysiques), et sur son état dynamique actuel (sismicité, déformations, contraintes).

Le découpage du Nord-Ouest de la France en zones sismotectoniques est illustré par la figure 2.1.1.1-b.

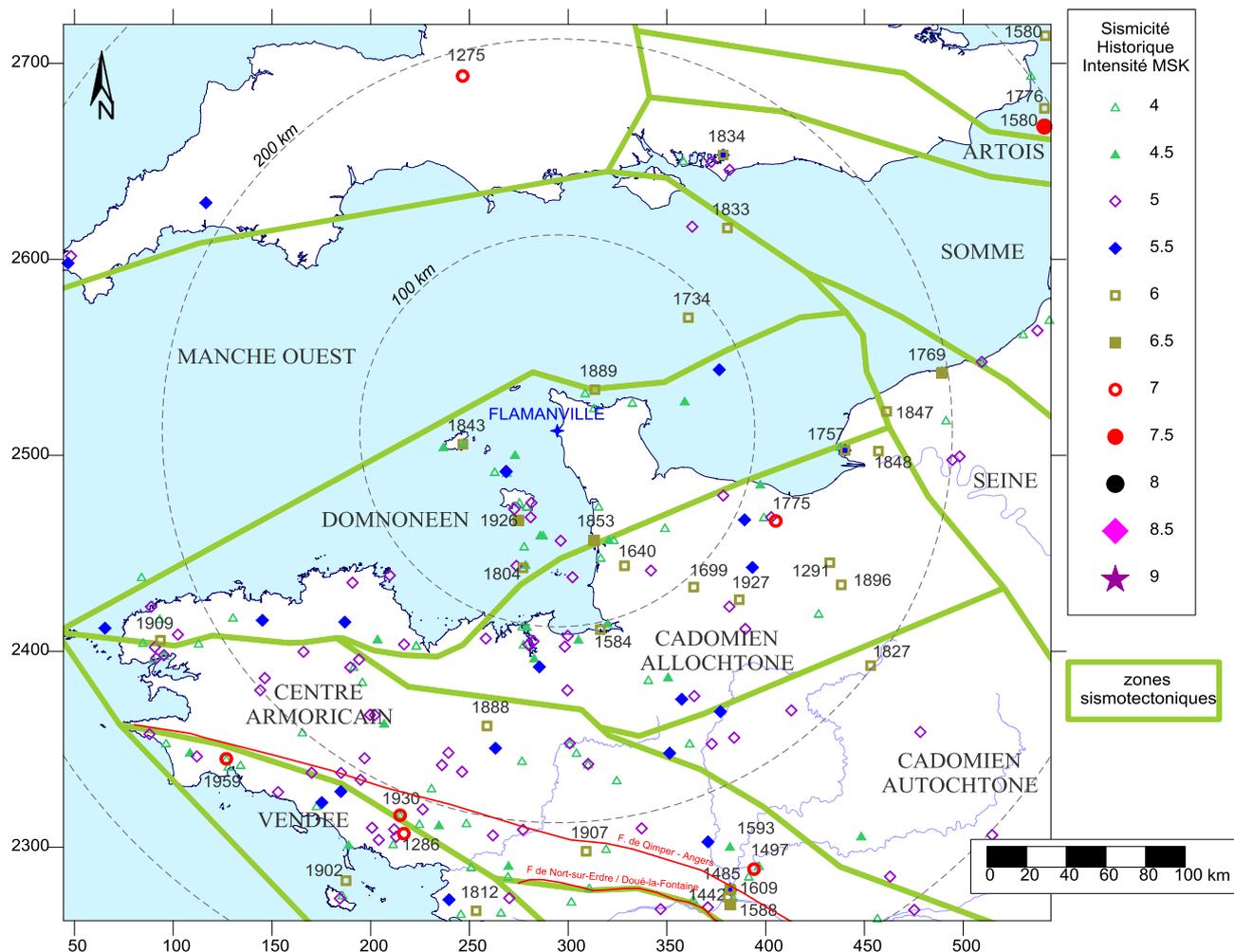


Figure 2.1.1.1-b « Zonage sismotectonique et sismicité historique »

a) Zone sismotectonique du domaine Domnonéen

C'est la zone du site de FLAMANVILLE.

Les séismes maximaux de cette zone sont ceux du 01/04/1853 (Coutances) et 30/07/1926 (Jersey), référencés dans la base SISFRANCE avec une intensité épacentrale VI-VII MSK. Compte tenu de la localisation possible des épacentres en mer à quelques kilomètres des côtes, on suppose que l'intensité de ces deux séismes peut être légèrement supérieure : on retient une majoration de ½ point d'intensité, soit VII MSK d'intensité épacentrale.

b) Zone sismotectonique Manche Ouest

Les séismes les plus importants de cette zone sont ceux du 05/11/1734 (entre l'île de Wight et le Cotentin) et du 30/05/1889 (au Nord de Cherbourg). Tous deux sont référencés avec une intensité épacentrale VI MSK, relativement incertaine, car leur épacentre est localisé en mer. On tient compte de cette incertitude en retenant des couples magnitude/profondeur correspondant aux intensités observées à terre et à une intensité épacentrale en mer de VI-VII pour le séisme de 1889, et VII pour celui de 1734.

c) Zone sismotectonique du domaine Cadomien Allochtone

Cette zone se caractérise par une sismicité historique assez diffuse, dont le séisme le plus important a atteint l'intensité VII MSK (séisme du 30/12/1775 dans la plaine de Caen).

d) Zone Somme

Le séisme le plus important de cette zone est celui du 30/04/1756 d'intensité épacentrale VI MSK dans la région de Beauvais.

e) Zone centre Armoricaïne

Cette zone sismotectonique englobe la faille sismogène de Quimper-Angers.

La sismicité de la zone est diffuse et contient quelques séismes d'intensité épacentrale VII MSK : séisme tourangeau de 1706, séisme de 1866 d'Azay, séisme de 1497 de Tiercé, séisme de Brenne de 1841.

f) Zone sismotectonique de la Seine

La sismicité de cette zone est très faible, en nombre et en intensité. Le séisme du 01/12/1769 d'intensité VI-VII MSK de Veules-les-Roses est l'événement le plus important de cette zone.

g) Zone sismotectonique du domaine Cadomien Autochtone

Il s'agit d'une zone à sismicité réduite, tant sur le plan historique qu'instrumental. Seul un séisme (02/01/1827) atteint l'intensité épacentrale de VI MSK.

Les autres zones sismotectoniques (Cornouaille, Artois, Vendée) n'ont pas d'influence sur le niveau sismique du site.

Paléoséisme

Il n'y a pas de paléoséisme connu dans la région du site de FLAMANVILLE.

Sismicité historique, SMHV, SMS

Les principaux séismes historiques pris en considération dans l'étude du site de FLAMANVILLE sont résumés dans le tableau 2.1.1.1-a.

L'exploitation des données de sismicité historique consiste à supposer que chaque séisme historiquement connu est susceptible de se produire à nouveau en tout point de la zone sismotectonique à laquelle il appartient, et en particulier au plus proche du site. Le séisme ainsi transféré qui induit sur le site l'intensité maximale, est retenu comme Séisme Maximal Historiquement Vraisemblable (SMHV).

L'application de la démarche de la RFS 2001-01 au site de FLAMANVILLE est résumée dans le même tableau. Elle montre que les séismes de référence de la zone du domaine Domnonéen sont susceptibles d'induire une intensité de VI-VII à VII MSK sur le site de FLAMANVILLE. L'intensité étant la même pour les deux séismes, on retient celui qui donne l'accélération la plus forte.

On retiendra donc comme séisme maximum historique vraisemblable (SMHV), un séisme de mêmes caractéristiques que le séisme du 30.07.1926 se produisant à l'aplomb du site.

En application de la RFS 2001-01, le Séisme Majoré de Sécurité (SMS) est déduit du SMHV en majorant l'intensité de un degré MSK, ce que la RFS 2001-01 traduit en conservant pour le SMS la localisation et la profondeur focale du SMHV tout en majorant sa magnitude de 0,5 sur l'échelle de Richter.

Zone sismotectonique		Séismes historiques principaux					Séismes transférés au plus proche	
		Séisme	I ₀ (MSK)	Prof. (km)	Magn. M _s	Dist. au site (km)	Dist. après transfert	I _s (MSK)
a	Domnonéen	01.04.1853	VI-VII à VII	18	5.4	59	0	VII
		30.07.1926	VI-VII à VII	13	5.2	50		VII
b	Manche Ouest	30.05.1889	VI à VI-VII	18	5.4	28	25	VI
		05.11.1734	VI à VII	19	5.5	88		VI
c	Cadomien Allochtone	30.12.1775	VII	12	5.2	119	60	< IV
d	Somme	30.04.1756	VI	11	4.7	307	135	< IV
e	Centre Armoricaïne	14.05.1497	VII	11	5.1	245	139	< IV
		07.09.1706	VII	9	5.0	299		< IV
		05.07.1841	VII	18	5.4	373		IV
		14.09.1866	VII	19	5.5	376		IV
f	Seine	01.12.1769	VI-VII	13	5.0	197	150	< IV
g	Cadomien autochtone	02.01.1827	VI	15	4.9	199	153	< IV

I₀ = intensité épiscoptrale (échelle MSK)
 Prof = profondeur focale (km)
 Magn = magnitude (échelle M_s, type « Richter »)
 I_s = Intensité induite sur le site après transfert (échelle MSK)

Tableau 2.1.1.1-a « Principaux séismes historiques pris en compte pour le site de FLAMANVILLE »

On a donc en résumé pour le site de FLAMANVILLE :

Séismes historiques de référence

- Nom, date : Jersey, 30.07.1926
- Intensité épacentrale : VI-VII à VII MSK
- Magnitude : $M = 5,2$
- Profondeur focale : $h = 13$ km
- Distance au site : 50 km

SMHV

- Intensité épacentrale : VII MSK
- Intensité sur le site : VII MSK
- Magnitude : $M = 5,2$
- Profondeur focale : $h = 13$ km
- Distance au site : $R = 0$ km (ramené sous le site, soit un déplacement de 50 km)

SMS

- Intensité épacentrale : VIII MSK
- Intensité sur le site : VIII MSK
- Magnitude : $M = 5,7$
- Profondeur focale : $h = 13$ km
- Distance au site : $R = 0$ km (sous le site)

Spectres de réponse du site

Le spectre de réponse en pseudo-accélération absolue est, pour sa facilité de mise en œuvre, la description du mouvement sismique classiquement utilisée en ingénierie pour concevoir les installations. Pour un amortissement donné, il s'agit d'une courbe qui représente, en fonction de sa fréquence propre, le maximum de la réponse en déplacement relatif d'un oscillateur simple, après multiplication de ce maximum par le carré de la pulsation propre. Ce spectre peut être interprété comme donnant avec une bonne approximation l'accélération maximale ressentie par l'oscillateur.

La détermination des spectres de réponse correspondant aux SMHV et SMS est faite conformément aux préconisations de la RFS 2001-01, en utilisant les coefficients recommandés par l'IRSN. Pour le site de FLAMANVILLE les coefficients utilisés sont ceux de type « rocher ». Le résultat est présenté sur la figure 2.1.1.1-c, pour le mouvement horizontal.

La RFS 2001-01 prévoit de prendre en compte les dernières évolutions concernant la connaissance de la sismicité. En cohérence avec cette prescription, le niveau d'aléa sismique présenté ici pour le site de FLAMANVILLE est le résultat d'une réévaluation récente, du fait d'une évolution dans l'estimation des paramètres sismiques (magnitude et profondeur) des séismes de Jersey (1926) et Coutances (1853) pour tenir compte de l'incertitude sur la localisation et l'intensité épacentrale de ces deux événements.

Pour les tranches de FLAMANVILLE 1-2, cette réévaluation du niveau d'aléa sismique sera prise en compte dans le cadre de la troisième visite décennale (VD3). Pour l'EPR

FLAMANVILLE 3 ce niveau d'aléa sismique est celui du rapport de sûreté associé à la mise en service de la tranche 3 EPR à FLAMANVILLE.

site : **FLAMANVILLE**

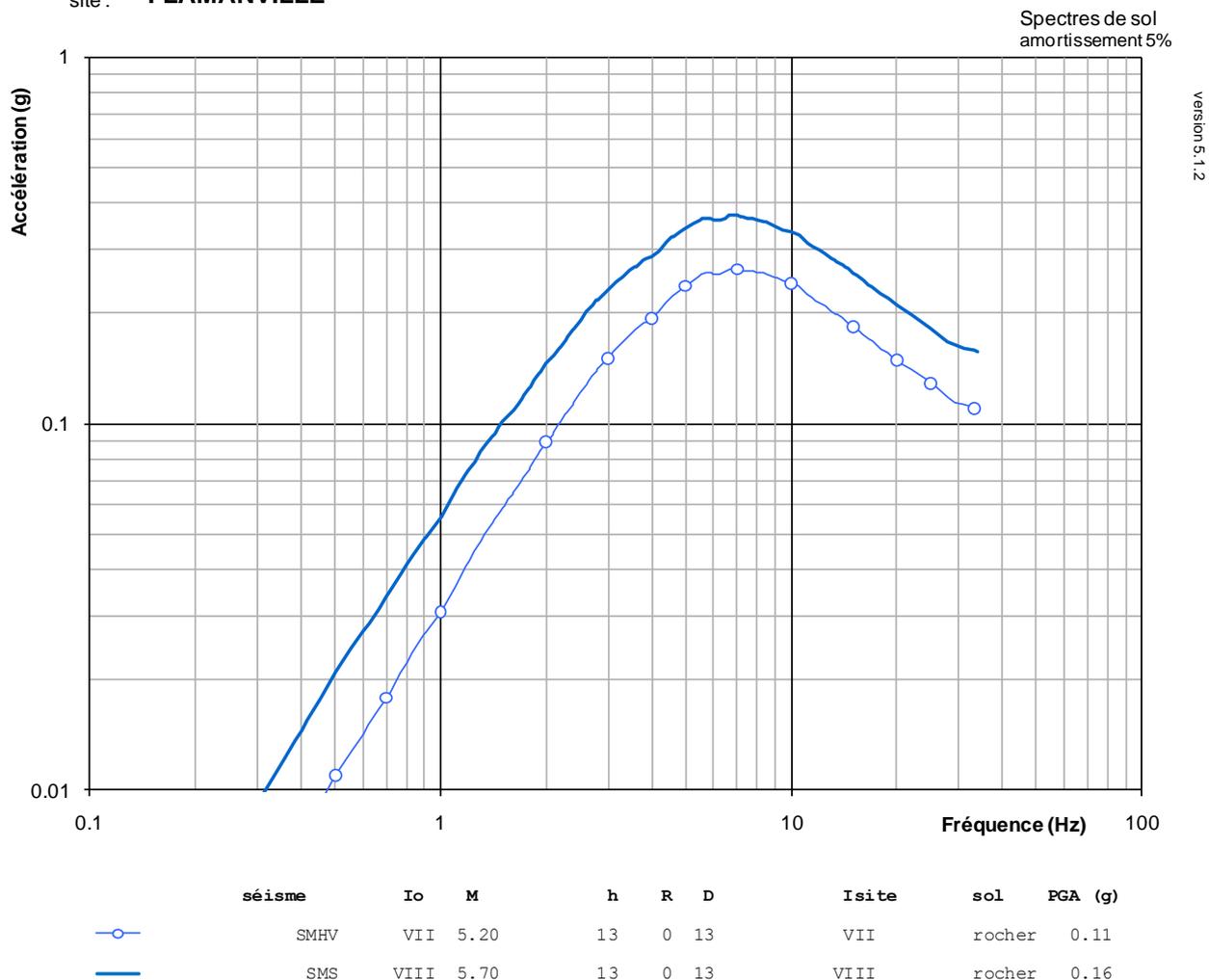


Figure 2.1.1.1-c « Spectres de réponse du site de FLAMANVILLE »

2.1.1.1.3 Autres paramètres représentatifs des séismes caractéristiques du site

Comme on peut le lire sur la figure 2.1.1.1.-c, les PGA (Peak Ground Acceleration : Accélération Maximale du Sol) du SMHV et du SMS du site de FLAMANVILLE valent respectivement 0,11g et 0,16g. Cependant il est internationalement reconnu que le PGA est un indicateur insuffisant du caractère endommageant du mouvement sismique, aussi la RFS 2001-01 suggère-t-elle de compléter la définition du mouvement sismique par d'autres paramètres. Les valeurs correspondant aux séismes caractéristiques du site de FLAMANVILLE figurent dans le tableau 2.1.1.1.-b.

En particulier le CAV (Cumulative Absolute Velocity : Cumul de la valeur absolue de la vitesse) est de plus en plus reconnu internationalement comme un meilleur indicateur que le PGA du potentiel endommageant du mouvement sismique, voire comme le meilleur indicateur disponible aujourd'hui en ce qui concerne l'impact potentiel sur les installations nucléaires. Ce paramètre intègre la valeur absolue de l'accélération sur la durée du signal sismique. De la même manière, l'intensité d'Arias intègre le carré de la valeur de l'accélération.

	SMHV	SMS
PGA (Peak Ground Acceleration)	0.11 g	0.16 g
Vitesse maximale du sol (m/s)	0.05	0.09
CAV (Cumulative Absolute Velocity) (m/s)	1.9	2.8
Intensité d'Arias (m/s)	0.11	0.19

Tableau 2.1.1.1.-b Paramètres des séismes caractéristiques du site de FLAMANVILLE

2.1.1.2 Spectres retenus à la conception

2.1.1.2.1 Particularité de l'approche EDF

La pratique la plus répandue internationalement consiste à retenir le spectre SMS (ou l'équivalent dans la pratique d'un pays donné) comme donnée d'entrée du dimensionnement de l'installation.

Dans le cas des centrales nucléaires d'EDF la situation est un peu différente car le choix a été fait historiquement de construire des « paliers techniques standardisés » de centrales toutes identiques, et donc toutes dimensionnées sur les mêmes bases pour les parties reconductibles, indépendamment du site sur lequel elles sont installées. En ce qui concerne le séisme, ceci se traduit par l'emploi de spectres de réponse normalisés, les Spectres De Dimensionnement (SDD), décrits par :

- une forme spectrale ;
- un niveau d'accélération maximale au sol (Peak Ground Acceleration : PGA) correspondant à l'accélération à période nulle du spectre, ou au niveau de calage du spectre.

2.1.1.2.2 SDD de Flamanville 1-2

A l'état de conception de l'installation de Flamanville 1-2, il a été retenue une nouvelle forme spectrale, reprise de celle établie par la Nuclear Regulatory Commission (Autorité de Sûreté des USA) dans le Regulatory Guide 1.60 et qui a été retenue également en France comme référence pour le dimensionnement du palier 1300 MWe.

Le spectre SDD standard, applicable pour le dimensionnement de l'îlot nucléaire sur le palier P4, est le spectre NRC normé à 0,15g à période nulle. Les ouvrages de site ont aussi été dimensionnés au spectre NRC 0,15g à période nulle.

Tous les matériels participant aux fonctions de sûreté ont été étudiés et qualifiés sur la base du spectre NRC calé à 0,15g et des spectres de plancher correspondants.

Comme illustré sur la figure 2.1.1.2-a, le SDD se présente donc à la conception, comme un cas de charge sismique présentant une marge supplémentaire par rapport aux SMHV et SMS.

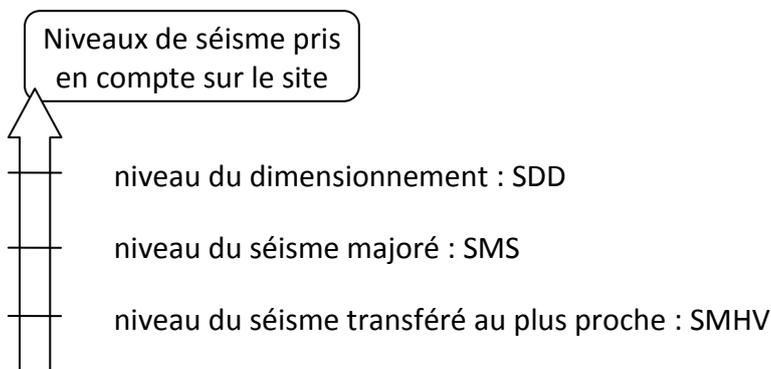


Figure 2.1.1.2-a « Hiérarchisation des niveaux de séisme »

2.1.1.3 Adéquation du séisme pour lequel l'installation est dimensionnée

Les niveaux de séisme SMHV et SMS sont réévalués lors des réexamens de sûreté décennaux en prenant en compte des données les plus à jour et des règles les plus récentes qui traduisent l'évolution des connaissances.

Pour les 2 tranches du site de Flamanville, le référentiel applicable au 30 juin 2011 est celui de l'état VD2, associé aux niveaux sismiques issus de la RFS 2001-01.

Ainsi, les niveaux sismiques SMHV et SMS applicables pour Flamanville 1-2 ont été déterminés par application de la RFS 2001-01, qui a remplacé en 2001 la RFS I-2.c, avec les données sismotectoniques les plus à jour.

Compte tenu des éléments présentés précédemment (cf. § 2.1.1.1 et 2.1.1.2.), il ressort que les différents niveaux de séismes considérés pour la conception de l'installation sont bien enveloppes des séismes à prendre en compte pour l'évaluation de l'aléa sismique au sens de la RFS 2001-01, comme l'illustre la figure 2.1.1.3-a.

Cette figure montre notamment que les spectres SMS et SMF du site sont complètement couverts par les spectres de dimensionnement.

site de **FLAMANVILLE**

palier : REP 1300 P4
 SDD Palier : NRC 0.15 g
 SDD site : NRC 0.15 g
 type de sol : rocher (1900 m/s)
 intensité DAC : VIII MSK

Spectres de sol
 amortissement 5%

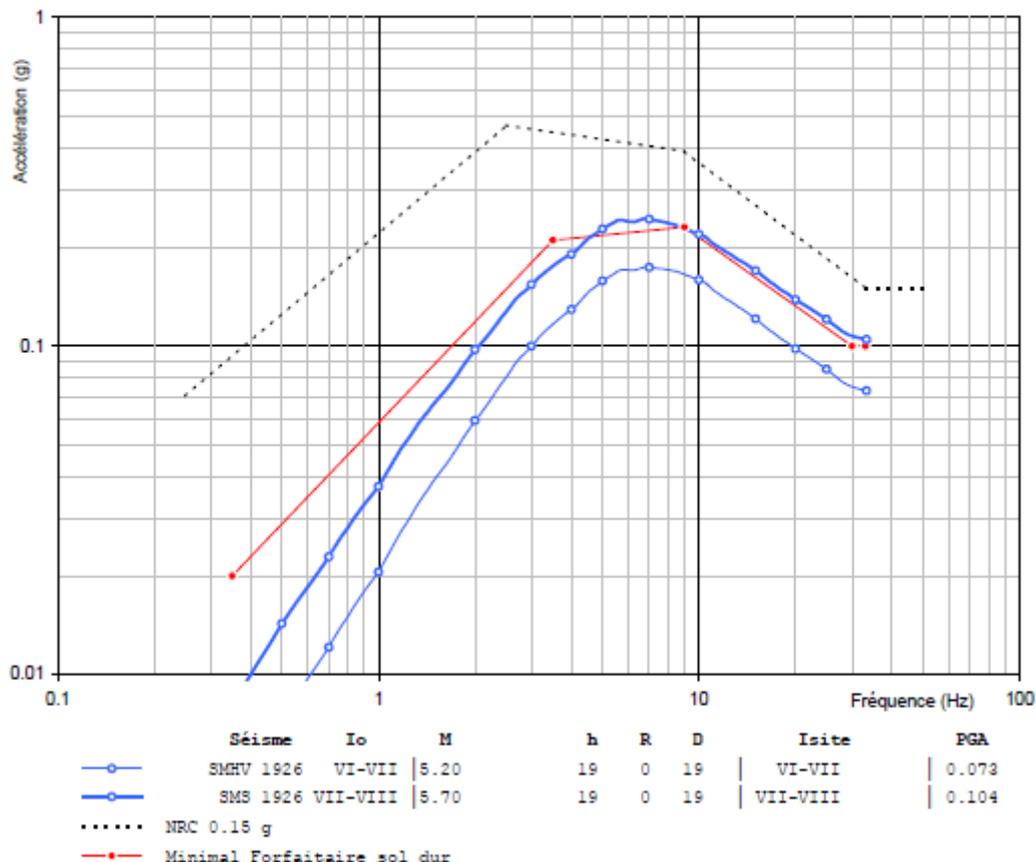


Figure 2.1.1.3-a « Spectres de sol du site de Flamanville »

On peut par ailleurs vérifier que les événements sismiques observés sur le site depuis la construction des tranches ne remettent pas en cause les niveaux considérés pour le dimensionnement de l'installation. Le site est en effet équipé d'un système d'instrumentation sismique (cf. § 2.1.2.3.) permettant l'enregistrement automatique de tout mouvement sismique dès que l'accélération mesurée au radier du BR ou du BAN dépasse la valeur de 0,01g. Ce seuil, inférieur de 15 fois au niveau de dimensionnement de l'installation, n'a jamais été atteint depuis la mise en service des tranches, soulignant la faible activité sismique de la région.

2.1.2 DISPOSITIONS DE PROTECTION DE L'INSTALLATION FACE AU NIVEAU DE SEISME POUR LEQUEL ELLE EST DIMENSIONNÉE :

2.1.2.1 Structures, Systèmes et Composants (SSC) dont la disponibilité est requise après le séisme :

L'installation est conçue de façon à éviter, en cas de séisme sur une tranche nucléaire, la mise en défaut des objectifs de sûreté suivants :

- Maintien de l'intégrité du circuit primaire principal,
- Arrêt du réacteur et évacuation de la puissance résiduelle,
- Prévention et limitation d'une éventuelle dispersion de substances radioactives à une valeur acceptable.

Les SSC dont la disponibilité est requise après le séisme sont les matériels mécaniques, systèmes électriques, structures et ouvrages de génie civil concourant à l'atteinte des objectifs de sûreté définis ci-dessus. Ils sont classés sismiques. Ils doivent être aptes à remplir leur fonction ou à garder leur intégrité sous les charges et déplacements induits par le séisme pour lequel l'installation est dimensionnée (cf. §2.1.1). La non-disponibilité de l'un de ces SSC ne signifie pas forcément que la sûreté n'est plus assurée, compte-tenu des principes de redondance et de diversification mis en œuvre au titre du principe de défense en profondeur.

2.1.2.1.1 Ouvrages de génie civil :

Certains ouvrages de génie civil sont classés de sûreté, notamment ceux qui :

- assurent une fonction de sûreté,
- ont pour rôle de supporter, protéger ou abriter des matériels mécaniques ou des systèmes électriques classés de sûreté,
- assurent la protection biologique contre les rayonnements ou le confinement des substances radioactives liquides ou gazeuses.

Les ouvrages de génie civil classés de sûreté sont redevables d'exigences de tenue au séisme. Le classement sismique des ouvrages de génie civil qui concourent à la sûreté sans toutefois aller jusqu'à la nécessité d'être classés de sûreté (bâtiments IPS-NC) est défini au cas par cas, en fonction de leur rôle.

Les structures et ouvrages de génie civil classés au séisme sont indiqués en annexe de ce volet Séisme.

2.1.2.1.2 Matériel

a) Classement au séisme

Le classement sismique des matériels consiste à déterminer les équipements dont la fonction ou l'intégrité doit être maintenue lorsqu'ils sont soumis aux charges résultant d'un séisme.

Le classement au séisme est exigé pour :

- Les matériels Important Pour la Sûreté (IPS) classés de sûreté. Le classement sismique des matériels qui concourent à la sûreté sans toutefois aller jusqu'à la nécessité d'être classés de sûreté (IPS-NC) est défini au cas par cas. Les matériels IPS et IPS-NC dont le classement sismique est requis sont appelés ci-dessous « classés sismiques ». Les équipements classés de sûreté font par ailleurs l'objet d'un suivi particulier : règles de maintenance, essais périodiques, prise en compte des effets du vieillissement, politique d'examen et de traitement de la conformité des réacteurs.
- Les matériels supports de matériels classés de sûreté et indispensables au bon fonctionnement de ces matériels.
- Les mesures SPA (Surveillance Post Accidentelle).
- Certains matériels nécessaires à la sectorisation de sûreté définis dans les directives incendie.
- Les matériels en limite de circuits classés sismiques et nécessaires pour assurer l'isolement entre une partie classée sismique et une partie « non sismique ».
- Les matériels contenant des matières radioactives dont la fuite pourrait conduire à des rejets radioactifs importants.

En outre, dans le cadre de la démarche « séisme événement », les matériels qui peuvent conduire par leur chute à la perte d'un matériel IPS classé sismique font l'objet de vérification vis-à-vis du séisme (cf. §2.1.2.4.1).

Les systèmes élémentaires classés sismiques sont indiqués en annexe. Environ 8500 matériels sont classés sismiques pour une tranche du palier 1300.

b) Exigence de comportement sous séisme

Matériels mécaniques ou parties d'un matériel électromécanique

En condition de fonctionnement accidentel, selon la nature du matériel (statique ou non statique) et la fonction de sûreté qu'il doit assurer, on distingue les exigences suivantes :

- Intégrité de la barrière de pression : cette exigence s'applique à l'enveloppe sous pression des matériels mécaniques statiques sans qu'interviennent d'exigences relatives à leur déformation. Elle vise à garantir pour ces matériels un confinement du fluide véhiculé.
- Capacité fonctionnelle : cette exigence s'applique aux matériels mécaniques statiques traversés par un fluide. Elle vise pour ces matériels à assurer une limitation des déformations à un niveau tel qu'il n'y ait pas notamment de réduction de débit de ce fluide empêchant l'accomplissement de la fonction de sûreté concernée.

- Opérabilité : cette exigence s'applique aux matériels mécaniques non statiques. Elle vise à assurer le bon fonctionnement des mécanismes ou des parties mobiles dont le mouvement est nécessaire à l'accomplissement de la fonction de sûreté de ces matériels.

Matériels électriques

Pour les matériels électriques classés sismiques, l'exigence est d'assurer leur fonctionnalité après les sollicitations induites par un séisme.

2.1.2.2 Principales dispositions de conception/construction associées

2.1.2.2.1 Règles, codes et normes

Le dimensionnement des ouvrages et des équipements classés sismiques s'appuie dès la conception sur un cadre réglementaire déterministe. Ce corpus réglementaire comporte :

- les Regulatory Guide de la NRC (Autorité de Sûreté des USA), notamment :
 - RG 1.29 - Classement sismique
 - RG 1.60 : Spectres de réponse sismique pour la conception des centrales nucléaires
 - RG 1.61 : Coefficients d'amortissement pour la conception des centrales nucléaires
 - RG 1.92 : Combinaisons de réponses modales et de composantes spatiales dans une analyse de réponse sismique
 - RG 1.100 : Qualification sismique des équipements électriques des centrales nucléaires
- les Règles Fondamentales de Sûreté de la réglementation française, notamment :
 - RFS V.2.g puis Guide ASN 01-02 pour la conception au séisme des ouvrages neufs d'INB
 - RFS I-2.c puis RFS 2001-01 pour la détermination du mouvement sismique à prendre en compte pour le dimensionnement des centrales nucléaires en France.
 - RFS I-3.b pour la nature, l'implantation et les conditions d'exploitation de l'instrumentation sismique
- les codes de conception, notamment :
 - les règles RCC-G : Règles de Conception et de Construction applicables au génie civil qui intègrent les règles CCBA 68 puis celles des états limites BAEL (Béton Armé aux états limites) et BPEL (Béton précontraint aux états limites).
 - Le code ASME puis les règles RCC-M pour les matériels mécaniques des îlots nucléaires
 - Le code IEEE puis les règles RCC-E pour les matériels électriques des îlots nucléaires

2.1.2.2.2 Démarche de prise en compte du séisme dans la démonstration de sûreté

En application de ce corpus réglementaire, le séisme tient, depuis la conception initiale des réacteurs du parc français, une place spécifique dans la démonstration de sûreté. Ceci se traduit notamment par :

- le classement sismique d'un large périmètre d'équipements (cf. §2.1.2.1.2.a),
- des règles d'études des accidents du domaine de dimensionnement et des règles de cumuls de chargements considérés pour le dimensionnement des structures et des matériels, cohérentes avec ces règles.

La conception s'appuie sur une approche déterministe, c'est-à-dire sur un principe de découplage qui vise à s'affranchir d'une analyse événementielle du séisme et à provisionner des marges supplémentaires.

2.1.2.2.3 Calcul de la réponse de la structure

Les ouvrages de génie civil classés sismiques font l'objet d'analyses dynamiques afin de déterminer leur réponse sous séisme. Le chargement sismique considéré dans les deux directions horizontales correspond au Spectre De Dimensionnement (SDD). Le chargement vertical au sol est pris égal aux 2/3 du chargement horizontal au sol. Ces études prennent par ailleurs en compte les caractéristiques du sol ainsi que le phénomène d'interaction entre le sol et la structure.

Le dimensionnement du génie civil, et en particulier le calcul du ferrailage, est issu d'une analyse dynamique modale spectrale. Les critères de dimensionnement utilisés, beaucoup plus sévères que pour le bâti courant ou les installations « Seveso », n'autorisent pas la dissipation d'énergie dans le domaine plastique (pas de recours aux coefficients dits « de comportement » des Eurocodes).

Les bâtiments classés sismiques font par ailleurs l'objet d'une analyse dynamique temporelle qui permet de calculer les spectres de réponse de la structure aux différents niveaux. Ces spectres de plancher constituent le chargement à considérer pour la qualification sismique des équipements installés à ces niveaux.

Dans le cadre du réexamen de sûreté VD2 1300, l'évolution des moyens de calcul a par ailleurs permis de prendre en compte les phénomènes de torsion des bâtiments et de flexibilité de plancher que les modèles disponibles à l'époque de la conception ne permettaient pas de représenter. Ceci a conduit dans le cas de Flamanville 1-2 à une réévaluation sismique du BAS-BL (Bâtiment des Auxiliaires Secourus et Bâtiment Electrique), seul bâtiment concerné par ces phénomènes, pour un spectre de sol NRC 0,1g, avec les méthodes de calcul les plus récentes.

2.1.2.2.4 Qualification des équipements

La qualification sismique d'un équipement consiste à démontrer qu'il est apte à remplir, en cas de séisme, la ou les fonctions pour lesquelles il est prévu.

Tous les matériels dont l'opérabilité est requise en cas de séisme font l'objet d'une qualification sismique. Selon le type de matériel, différentes méthodes de qualification sont utilisées. On distingue en particulier :

- la qualification par analyse qui regroupe les méthodes basées sur le calcul, sur des résultats d'exploitation ou sur la comparaison avec un matériel similaire déjà qualifié.

- la qualification par essai sur table vibrante, qui consiste à soumettre un équipement représentatif du matériel qui sera monté sur site, à un chargement sismique supérieur ou égal à celui requis pour l'équipement.

2.1.2.3 Principales dispositions d'exploitation

La conduite des installations en cas de séisme est réalisée à partir des consignes normales de conduite, qui intègrent les dispositions dédiées à la conduite des installations après un séisme. La conduite s'opère en fonction du niveau de séisme mesuré sur la baie d'instrumentation sismique (système EAU) pour déterminer la nécessité de replier en arrêt à chaud, ou non, une tranche initialement en puissance. En cas de situation incidentelle ou accidentelle, les opérateurs appliquent les consignes de conduite prévues à cet effet.

RFS I-3.b

La RFS I-3.b « Instrumentation sismique » du 8 juin 1984 définit la nature, l'implantation et les conditions d'exploitation de l'instrumentation sismique nécessaire à une acquisition rapide des mouvements sismiques auxquels peuvent être soumises les structures des bâtiments.

L'objectif de cette instrumentation est de disposer d'un système d'alerte « temps réel » par le biais d'alarmes, de mesures et d'enregistrements appropriés permettant à l'exploitant d'effectuer une analyse rapide du niveau de séisme perçu, en le comparant aux mouvements sismiques ayant servi de base à la conception des installations.

Cette comparaison permet à l'exploitant d'identifier les conditions d'exploitation à envisager après un séisme.

Nature et fonction de l'instrumentation sismique

L'instrumentation sismique est classée au séisme. Elle bénéficie d'une redondance (deux types d'appareils : accéléromètres et accélérographes de pic).

L'instrumentation sismique est disponible en permanence, tranche en marche ou à l'arrêt.

Son rôle est de :

- délivrer des alarmes dans chacune des salles de commande du site en cas de dépassement d'un seuil d'accélération réglé à 0,01g ;
- enregistrer les mouvements sismiques.

Deux types d'enregistrements sont effectués :

- des enregistrements d'accélérogrammes sur une baie, à partir de capteurs situés dans le Bâtiment Réacteur, le Bâtiment des Auxiliaires Nucléaires et en champ libre : le système est conçu de façon à ce que les enregistrements commencent de manière entièrement automatique avant les secousses sismiques significatives et se prolongent après sur quelques dizaines de secondes chaque fois que des accélérations supérieures aux seuils de déclenchement sont détectées ;
- des enregistrements mécaniques des pics d'accélération (situés dans le Bâtiment Réacteur, le Bâtiment des Auxiliaires Nucléaires et en salle de commande) : ces équipements sont des systèmes autonomes ne nécessitant pas de connexion électrique.

Lors des courtes périodes de contrôle ou de maintenance nécessaires, la présence de deux types d'enregistrement permet de garantir en permanence la disponibilité du système de surveillance sismique.

Principe de conduite en cas de séisme

La conduite de l'installation dépend du niveau du séisme. Après activation de l'alarme sismique ou de perception physique de secousses, une lecture des enregistrements de la baie EAU et des accélérographes de pic est engagée immédiatement.

La conduite à tenir est alors fonction du niveau de séisme par rapport au Demi Spectre de Dimensionnement (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. L'Autorité de Sûreté Nucléaire est informée de l'événement.
- Si le seuil DSD est dépassé, conformément à la RFS I-3.b, 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'Autorité de Sûreté Nucléaire.

En cas de séisme, une attention particulière doit être portée non seulement sur les systèmes ou parties de système ayant un rôle direct sur le repli en état sûr de la tranche et/ou la protection contre les agressions mais aussi sur les autres systèmes nécessaires pour l'exploitation normale de la tranche.

En cas de situation incidentelle ou accidentelle, les opérateurs appliquent les consignes de conduite prévues à cet effet.

2.1.2.4 Effets indirects du séisme pris en compte :

2.1.2.4.1 Mise en défaut des SSC, démarche « séisme évènement »

La mise en défaut des Structures, Systèmes et Composants (SSC) qui ne sont pas conçus pour résister au niveau de séisme de dimensionnement et qui pourraient, par leur chute, endommager de façon conséquente les SSC qui doivent rester disponibles est traitée par la démarche dite « séisme évènement ». La démarche « séisme évènement » est une démarche de vérification mise en œuvre à l'occasion des réexamens de sûreté.

Les hypothèses prises en compte 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.

Agresseurs :

Les objets légers (< 10kg), les câbles seuls, les chemins de câble de petites dimensions, les petits coffrets de raccordements et les luminaires ne sont pas considérés comme susceptibles, en cas de rupture et/ou de chute, de dégrader les matériels classés.

On s'attache à recenser, notamment, les structures et matériels non calculés au séisme suivants :

- Charges non fixées,
- Engins de manutention (sauf si garés ou arrimés),
- Armoires (électriques, de rangement...),
- Ventilateurs,
- Structure GC (cloisons parpaings, charpentes métalliques),
- Réservoirs,
- Gros équipements de petites tuyauteries (ex : vannes motorisées sur tuyauteries de diamètre inférieur à 50mm),
- Matériels cheminant dans les locaux (gaines de ventilation, chemins de câbles lourds),
- Faux plafonds,
- Tuyauteries de diamètre supérieur à 50mm.

Cibles

Les cibles potentielles sont les matériels appartenant à des fonctions de sûreté ou ayant un rôle de sûreté (c'est à dire IPS) et qui sont classés sismiques.

Elargissement de la démarche

L'approche séisme événement a été étendue à l'agression potentielle des bâtiments de l'îlot nucléaire par la salle des machines.

Elimination du risque

Lorsque l'analyse conduit à la nécessité d'une protection, les dispositions peuvent être :

- Déplacement de la cible ou de l'agresseur,
- Tenue structurelle 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 et essais,
- Pratiques d'exploitation des matériels.

EDF s'assure que, dans le cadre de toute nouvelle modification, aucun couple agresseur/cible ne soit engendré par la modification.

2.1.2.4.2 Situation à l'extérieur de l'installation, y compris empêchement ou retard d'accès du personnel et du matériel au site

En cas de désordres majeurs des voiries et ouvrages d'art, l'organisation de crise fait appel aux pouvoirs publics qui, en complément d'un déclenchement éventuel du Plan Particulier d'Intervention (PPI), mettent en œuvre les dispositions ORSEC. Ces dispositions permettent de faire intervenir, avec un délai supplémentaire, le personnel d'astreinte (cf. § 2.2.2.2.2).

2.1.2.4.3 Incendie et explosion

Sur des installations industrielles ou urbaines ne relevant pas du régime des INB, le retour d'expérience montre que les séismes peuvent être à l'origine d'incendies voire d'explosions. Ces événements peuvent être liés à des désordres sur des équipements électriques de puissance, des fuites de fluides inflammables (huiles par exemple) sur des points chauds de matériels, la rupture de réseaux véhiculant des fluides inflammables ou explosifs et ne présentant pas une ductilité suffisante (notamment suite à déplacements différentiels).

Les dispositions de prévention et de mitigation décrites ci-après, prises à la conception des installations nucléaires de base d'EDF et améliorées au fil des réexamens périodiques de sûreté, permettent de maîtriser ces risques vis-à-vis de la sûreté de l'installation.

2.1.2.4.3.1 Dispositions prises vis-à-vis de l'incendie

Dans les locaux abritant des matériels classés de sûreté

Dispositions de prévention :

Les principes généraux de conception et d'installation mis en œuvre en application des Directives Incendie contribuent à garantir l'absence de risque de départ de feu directement lié au séisme dans les bâtiments et locaux hébergeant des matériels importants pour la sûreté. Ces principes concernent notamment :

- Le choix des matériaux et des fluides,
- L'état des matériels et de propreté des installations,
- Des principes d'éloignement minimum entre les circuits véhiculant des fluides inflammables (par ailleurs en quantité aussi limitée que possible) et les parties chaudes des équipements.

Par ailleurs, les principes de classement sismique des SSC conduisent en pratique à ce que l'essentiel des équipements électriques de puissance situés dans les bâtiments classés de sûreté soient classés sismiques.

Enfin, dans les bâtiments classés de sûreté, les machines tournantes équipées de réserves d'huile et classées de sûreté sont classées sismiques et qualifiées en conséquence.

L'essentiel des dispositions prises à la conception vis-à-vis du risque incendie induit par un séisme dans les locaux classés relève donc de la prévention.

Dispositions de mitigation :

En complément de ces mesures de prévention, des dispositions de conception sont mises en œuvre pour limiter dans un volume prédéfini un éventuel développement d'un départ de feu. Ces règles constructives visent à sectoriser les locaux de l'îlot nucléaire et intègrent un requis vis-à-vis du risque séisme. Le réseau incendie de l'îlot nucléaire est classé au séisme et pourra être isolé de la partie conventionnelle, non classée au séisme.

De même, les dispositifs de détection et de lutte incendie sont classés de sûreté lorsque le risque incendie est lié à une situation accidentelle de référence. Dans ce cas, ces moyens de détection et de lutte sont aussi classés sismiques.

Des vannes parasismiques d'isolement des parties non classées sismique du réseau incendie permettent de garantir l'alimentation en eau des systèmes de protection des locaux classés de sûreté.

A noter que lors des séismes qui se sont produits au Japon sur des centrales de type Réacteur à Eau Pressurisée (REP), antérieurement à Fukushima, il n'y a pas eu d'incendie induit dans les locaux classés de sûreté.

Enfin, à ces dispositions de conception sont associées des mesures d'exploitation qui permettent de garantir, d'une part, l'efficacité de la sectorisation et d'autre part, la lutte contre tout départ de feu dans les locaux de l'îlot nucléaire.

Ces dispositions reposent sur une organisation dédiée fondée sur la complémentarité entre les équipes d'intervention interne et les secours externes.

Les moyens de lutte mis en œuvre pour cette organisation sont prioritairement les moyens fixes dédiés à la lutte et dimensionnés au séisme.

Toutefois, au titre de la défense en profondeur, ils peuvent être complétés et/ou remplacés par les moyens mobiles d'intervention dont disposent les équipes d'intervention internes et externes.

Hors des locaux abritant des matériels classés de sûreté

Des incendies sont susceptibles de s'initier hors des parties nucléaires, classées de l'installation. Le retour d'expérience du séisme de Kashiwazaki en est l'illustration (incendie d'un transformateur).

En effet, des équipements électriques de puissance non classés de sûreté, non classés sismiques, sont installés dans le périmètre des INB, sur la plate-forme. Une étude par EDF des conséquences sûreté éventuelles d'un incendie de transformateur suite à un séisme est en cours, dans le cadre de l'analyse du retour d'expérience du séisme de Kashiwazaki. Les premiers éléments disponibles indiquent que cet incendie est sans impact vis-à-vis de la sûreté, tant du point de vue d'éventuels effets dominos (propagation) que du point de vue des fumées dégagées.

En conséquence, les dispositions de lutte restent prioritairement dédiées aux locaux abritant des matériels classés de sûreté. La doctrine d'emploi de ces moyens permet la réalisation des opérations d'extinction et ou de protection.

2.1.2.4.3.2 Dispositions prises vis-à-vis de l'explosion

La maîtrise de ce risque à l'état VD2 des tranches du palier 1300 MWe en cas de séisme relève essentiellement de la prévention ou de la démonstration de l'efficacité des dispositions prises à la conception vis-à-vis du risque d'explosion externe.

Explosion sur la plate-forme

Il s'agit ici essentiellement du risque explosion lié au parc à gaz. Indépendamment de la problématique séisme, cette question fait l'objet d'une analyse particulière qui décline les principes du référentiel explosion interne (réalisation des modifications matérielles prévue en 2013-2015). Cette analyse a conclu à une maîtrise suffisante du risque sous réserve d'un éloignement suffisant du parc à gaz des bâtiments et matériels de sûreté et de dispositions visant à prévenir les agressions externes potentielles.

Explosion à l'intérieur des locaux classés de sûreté

Le principe de base est celui de la prévention. Il consiste, par application des directives incendie, à exclure les produits explosifs à l'intérieur des locaux.

Il reste cependant que le process lui-même est susceptible de produire ou d'utiliser, en quantité limitée, des gaz susceptibles d'exploser, dans certaines conditions. Il s'agit :

- des batteries,
- des circuits hydrogénés (systèmes TEG, RPE gazeux hydrogéné et TEP gazeux hydrogéné, ballon RCV).

Ces matériels sont qualifiés au séisme.

Au-delà de ces matériels et au-delà de son apparition comme conséquence éventuelle d'un séisme, le risque d'explosion interne est en cours de réexamen approfondi dans le cadre du réexamen de sûreté associé à la VD3 1300¹.

2.1.3 CONFORMITE DE L'INSTALLATION PAR RAPPORT A SON REFERENTIEL ACTUEL

Au 30 juin 2011, les deux tranches de Flamanville 1-2 sont à l'état VD2. Les exigences de sûreté liées à la RFS 2001-01 sont donc prises en compte.

Le niveau a été réévalué lors de l'établissement du rapport de sûreté préliminaire de la tranche EPR FA3 voisine. Ce niveau réévalué sera pris en compte dans le cadre de la VD3 des tranches de Flamanville 1-2.

2.1.3.1 Organisation générale de l'exploitant pour garantir la conformité

Le système de surveillance sismique

Le système d'instrumentation sismique (système EAU), décrit au paragraphe 2.1.2.3, fait l'objet d'un suivi périodique.

L'alimentation électrique, le bon fonctionnement des capteurs « séisme » et l'opérabilité des liaisons depuis le capteur jusqu'à l'imprimante sont autocontrôlés par la baie EAU.

Les matériels classés au séisme

L'exploitant met en œuvre une organisation assurant le maintien en exploitation de la qualification sismique, selon les exigences définies par le concepteur en liaison avec les constructeurs, et précisées dans les Fiches de Maintien de la Qualification.

¹ Suivant la doctrine applicable définie par le référentiel de sûreté fixant les exigences à respecter sur l'ensemble du parc pour assurer la protection contre le risque d'explosion interne au CNPE. Le référentiel définit les exigences générales de sûreté, la méthodologie à suivre quant à la vérification des exigences de sûreté associées au Risque Hydrogène dans l'îlot nucléaire et à l'ensemble des gaz présents sur site à l'extérieur de l'îlot nucléaire du point de vue des conséquences sur la sûreté.

Ces exigences sont reprises dans le référentiel d'exploitation.

Ainsi, les matériels classés au séisme sont entretenus conformément aux programmes de maintenance. De même, les ancrages, supports et génie civil font l'objet de contrôles et opérations périodiques.

En complément, le Recueil des Prescriptions pour le Maintien de la Qualification (RPMQ) précise, par matériel, les gestes techniques, les couples de serrage, les jeux et les standards de montage à respecter.

Les notes de Catégories de Pièces de Rechanges (CPR) précisent les composants et sous-composants à utiliser et leurs sources d'approvisionnement.

L'Examen de Conformité des Tranches

Un examen de conformité des tranches (ECOT), consistant en un examen in situ des installations par rapport au référentiel de sûreté applicable, est réalisé dans le cadre du réexamen de sûreté à l'occasion de la visite décennale de chaque tranche.

La description de cet examen figure au §0.

2.1.3.2 Organisation de l'exploitant pour les approvisionnements et équipements mobiles

Les procédures mises en œuvre après un séisme ne requièrent pas d'équipements mobiles, ni d'approvisionnements spécifiques à l'évènement séisme.

2.1.3.3 Points à réexaminer au regard du référentiel de sûreté en vigueur et remise en conformité

EDF a mis en place une politique de traitement de ces points (désignés parfois sous le vocable "écarts") agréée avec l'ASN (cf §0.3).

Les points dont l'existence est établie à ce jour sur les réacteurs de Flamanville 1-2 et ayant un lien avec le séisme, sont listés ci-dessous. Ce sont :

- d'une part ceux ayant pour thème le séisme de dimensionnement, dont il pourrait résulter des situations non-conformes à la démonstration de sûreté,
- d'autre part ceux ayant pour thème le repli de l'installation en état sûr après la survenue d'un séisme de dimensionnement.

2.1.3.3.1 Thème : séisme de dimensionnement

Tenue sismique du tronçon commun RRI du palier 1300 : une déclaration d'ESS générique de niveau 1 a été effectuée en avril 2010. Après caractérisation complète, il s'avère que la tenue de plusieurs supports de lignes d'une partie du circuit de Réfrigération Intermédiaire (tronçon commun du système RRI) pourrait être impactée en cas de séisme. Dans ce cas, les conséquences potentielles résideraient dans la perte du tronçon commun RRI, qui conduirait à la vidange de la voie RRI initialement en service, ainsi que la perte du refroidissement de la piscine BK. Les fonctions de sûreté du système vis-à-vis du réacteur restent néanmoins assurées par la 2^{ème} voie RRI qui sera mise en service par la conduite, tandis que le refroidissement de la piscine d'entreposage du combustible usé sera préservé par un appoint en eau. Le traitement consiste à renforcer mécaniquement ces supports pour les rendre robustes au séisme. La modification est actuellement en phase d'étude, et son déploiement reste à programmer sur la période de 2013 à 2016.

Freinage de la visserie de robinetterie : une déclaration d'un ESS de niveau 1 a été effectuée le 28 juin 2010. Le défaut de freinage de visserie sur certaines liaisons d'assemblage de robinets motorisés, introduit à l'occasion d'opérations de maintenance, pourrait provoquer un desserrage en cas de séisme, et par conséquent impacter la manœuvre de ces robinets pendant ou après le séisme. Il est traité par une prescription nationale qui demande le contrôle du freinage de toutes ces liaisons. Dans cette prescription, un noyau dur constitué de vannes pouvant être requises dans la conduite suivant un séisme avec perte des sources électriques externes est traité prioritairement au cours des premiers arrêts longs. Cette phase est actuellement prévue lors des arrêts de 2015.

Il a été décidé par EDF en juin 2011 d'accélérer le déploiement de ce traitement par une révision de la prescription nationale planifiée en octobre 2011, dont les modalités nouvelles ne sont pas arrêtées à ce jour.

Réglage de supports à charge constante : ce sujet a fait l'objet de plusieurs courriers d'information à l'ASN, sans déclaration d'ESS, car les constats faits sur site ne présentaient pas après calcul de nocivité avérée, y compris en cas de séisme, du fait des marges importantes existant sur ces matériels.

Il n'y a donc pas de conséquences identifiées sur la sûreté. Son traitement matériel est néanmoins engagé sur toutes les tranches. Les campagnes de vérification et correction se poursuivront lors des prochains arrêts de tranche, à savoir, 2012 pour la tranche 1 et 2013 pour la tranche 2.

Défauts sur matériels électriques 6,6 kV : ce point concerne des disjoncteurs et contacteurs de pompes classées de sûreté, touchés par des défauts de fabrication sur des matériels de remplacement. Il a donné lieu à une déclaration d'ESS de niveau 0 en 2008. Il peut provoquer l'indisponibilité de pompes de la source froide et des systèmes de sauvegarde. Toutefois, la faible fréquence d'apparition et la redondance des systèmes concernés permettent d'exclure un impact important sur la sûreté même en cas de séisme. Une prescription nationale définit la correction de ces défauts de fabrication et organise le remplacement de ces matériels sous forme d'une noria devant s'achever au 1^{er} trimestre 2013.

Ce point est déjà soldé sur Flamanville 2 et sera soldé sur Flamanville 1 lors de l'arrêt de 2012.

Défaut de maintien mécanique de relais : une déclaration d'un Evénement Significatif Sûreté (ESS) de niveau 1 a été effectuée le 21 octobre 2009. L'absence ou le mauvais positionnement de l'étrier de maintien de certains relais à l'occasion de manipulations en exploitation ou maintenance pourrait compromettre leur maintien en position et leur fonction en cas de séisme. Les conséquences potentielles sont la perte d'informations ou la perte de commande d'actionneurs. Toutefois, le taux modéré de présence, l'incertitude sur son effet réel en cas de séisme et la redondance des systèmes importants pour la sûreté permettent d'exclure un impact très important pour la sûreté. Ce point est traité par une prescription nationale, émise fin 2009, demandant la remise en conformité des dispositifs de maintien mécanique des relais. La phase de sécurisation court-terme de cette prescription est déjà réalisée sur la majorité des tranches et sera achevée fin 2011.

Fissuration des relais TEC 2481 : une déclaration d'ESS de niveau 0 a été effectuée en 2010. La fissuration de ces relais pourrait entraîner leur défaillance en cas de séisme. La nocivité fonctionnelle reste faible, car ils n'assurent qu'une fonction d'alarme en cas de perte de tension de batteries, sans incidence sur leur disponibilité effective. Ces relais seront remplacés par un modèle renforcé, au titre d'une prescription

nationale spécifique. Ce remplacement sera effectué en 2012 sur la tranche 1 de Flamanville, et en 2013 sur la tranche 2.

Défaut de fixation d'embases 9841 de relais TEC : ce point, détecté en 2010 dans le cadre de l'application d'un programme de contrôle, a fait l'objet en 2011 d'une déclaration d'ESS de niveau 0. En cas de séisme, il pourrait entraîner le déboîtement de l'ensemble de l'embase et du relais restant connectés ensemble, pouvant alors engendrer des défauts d'isolement entre les connexions et la platine-support métallique, et par conséquent conduire à des défaillances de fonctionnement d'actionneurs classés de sûreté. Le taux de présence, et par conséquent son impact sur la sûreté, sont faibles. Son traitement, porté par une prescription nationale spécifique, consiste à contrôler et remplacer le cas échéant la pièce de fixation concernée dès le premier arrêt. Ce traitement sera réalisé en 2011.

Défaut de fixation de relais TEC 1813 sur embases MTI-E.GA, palier 1300 : Dans le cadre de l'application d'un programme de contrôle, des appairages défectueux entre relais et embases ont été détectés en 2010 sur un autre site 1300 MW, pouvant engendrer en cas de séisme un débrogement du relais et la perte de sa fonction d'information ou d'ordre sur un équipement auxiliaire. L'ASN en a été informée. Bien que le taux constaté, et par conséquent l'impact sur la sûreté, soient très faibles, ce point fait l'objet d'une prescription nationale spécifique applicable à Flamanville 1-2, demandant d'abord l'identification et la résorption des défauts au premier arrêt, puis le remplacement systématique des relais TEC montés sur ces embases, afin de supprimer définitivement le risque lié à cet appairage. La première phase de ce traitement, qui permet de solder ce point, sera réalisée en 2011.

Détérioration d'embases 9723 de relais TEC 1783: ce point détecté sur d'autres tranches dans le cadre de l'application d'un programme de contrôle, a fait l'objet d'une information de l'ASN en septembre 2010. Ces relais équipent des tiroirs de tableaux électriques 380 V, et en cas de séisme, le débrogement d'embases détériorées peut conduire à la perte d'actionneurs classés de sûreté. Le taux de présence, et par conséquent son impact sur la sûreté, sont très faibles. Sans attendre l'issue de la caractérisation du défaut, une prescription nationale spécifique demande à tous les sites concernés de les identifier et de tous les résorber, en traitant une voie électrique dès le premier arrêt de chaque tranche, y compris lors d'un arrêt court. L'application complète de cette prescription sur les tranches de Flamanville 1-2 est en cours de rédaction mais les tranches de Flamanville 1-2 ne sont pas concernées par ce type d'embase.

2.1.3.3.2 Thème : repli de l'installation après la survenue d'un séisme de dimensionnement

Les deux premiers sujets de ce paragraphe concernent des études support au rapport de sûreté, tandis que les suivants concernent un matériel présent sur l'installation.

Suffisance des réserves ASG pour gérer le Manque de Tension Electrique externe (MDTE) : une déclaration d'ESS de niveau 0 a été effectuée en 2006. Le repli d'une tranche après MDTE, situation postulée comme pouvant résulter d'un séisme de dimensionnement, implique l'absence de fonctionnement des pompes primaires.

La cinétique de refroidissement et de dépressurisation du circuit primaire destinée à rejoindre le système de Refroidissement du Réacteur à l'Arrêt (RRA) est alors limitée, dans la conduite actuelle, par l'aptitude du système de refroidissement des mécanismes de grappes sur le couvercle de la cuve (RRM) à refroidir l'eau contenue dans le dôme de la cuve. Dans ces conditions, les réserves pour l'Alimentation en eau

de Secours de refroidissement par les Générateurs de vapeur (réservoir ASG, supposé non réalimentée) pourraient s'avérer insuffisantes pour rejoindre le RRA. Dans ce cas, la conduite du refroidissement du réacteur resterait assurée selon le mode dit du « gavé-ouvert ». EDF a défini et annoncé en 2010 les mesures à entreprendre à ce sujet : modifications de la conduite incidentelle envisagée à mi-2013, associée à des modifications matérielles dont le relèvement du seuil des niveaux STE de la bêche ASG et ajout d'une instrumentation associée. L'instruction de ces modifications matérielles est en cours et les conclusions seront communiquées avant fin 2012 à l'ASN.

Modélisation de la physique du dôme de la cuve : ce point détecté lors d'un réexamen des études d'accident touche également la conduite du refroidissement du réacteur après un séisme cumulé à un Manque de Tension Electrique externe (MDTE). Il a fait l'objet d'une déclaration d'ESS générique de niveau 0 en février 2011. La prise en compte du comportement physique réel du dôme de la cuve en situation de thermosiphon (pompes primaires à l'arrêt) a un impact sur la durée du repli dans certaines situations accidentelles. En cas de Manque de Tension Electrique Externe (MDTE), l'application des procédures de conduite accidentelles permet de rejoindre un état sûr. L'impact sur la sûreté de la prise en compte d'une telle modélisation a été jugée faible. La modélisation sera donc améliorée dans les outils de simulation de ces transitoires, ainsi que dans les simulateurs utilisés pour la formation des opérateurs. Par ailleurs, une évolution des règles de conduite APE visant à améliorer la perception de la fonction d'état « Inventaire en Eau Primaire » est à l'étude pour y remédier et sera partagée avec l'ASN avant sa mise en œuvre sur l'ensemble des réacteurs du palier 1300 MW.

Phénomènes vibratoires observés en amont des motopompes ASG du palier P4 dans certaines configurations de fonctionnement : ce point détecté à Flamanville 1-2 lors d'un essai périodique a fait l'objet d'une déclaration d'ESS générique de niveau 0 en octobre 2010. Lorsque les pompes ASG refoulent seulement sur leur ligne de débit minimum, avec un faible niveau dans le réservoir ASG, un phénomène physique de recirculation interne induit un niveau vibratoire élevé sur la ligne d'aspiration. Bien que ce phénomène ne menace pas l'intégrité ni la fonctionnalité du système, et ne présente par conséquent pas d'impact réel sur la sûreté, des mesures compensatoires ont été prescrites au niveau national à tous les sites du palier P4 par une prescription demandant d'éviter les régimes de fonctionnement pouvant occasionner ces effets vibratoires. Ainsi, avant l'élaboration en cours d'étude d'une solution matérielle pérenne, les dispositions provisoires adoptées sur les tranches de Flamanville 1-2 en suppriment d'ores-et-déjà tous les effets.

Excès de lubrifiant sur les contacts de relais OK-B 184 : ce point a fait l'objet d'une déclaration d'ESS générique de niveau 0 en juillet 2011. Une série de fabrication de ces relais est affectée à raison d'environ 10% de la cause de défaillance du relais après un nombre de manœuvres variable.

Ces relais font partie du contrôle-commande de l'installation, et une défaillance peut provoquer l'indisponibilité d'un actionneur classé de sûreté. Par contre, sa dispersion dans le temps et entre les tranches rend très peu probables plusieurs défaillances simultanées. Par conséquent, son impact sur la sûreté est très faible. Une prescription nationale demande le remplacement à terme de toute la série de relais concernée, un noyau dur de sûreté étant traité sur une voie électrique dès le premier arrêt de tranche à partir de janvier 2012, y compris en ASR. L'application de cette phase prioritaire de la prescription sur les tranches de Flamanville 1-2 sera achevée au plus tard en 2013.

Absence d'exigence sismique de la ventilation DVD : Sur le palier P4, le système de refroidissement des locaux diesel n'est pas qualifié au séisme. En effet, en cas d'aléa sismique, il est demandé au titre du rapport de sûreté d'ouvrir la porte du local pour assurer l'évacuation des calories par convection naturelle. Les premières évaluations réalisées dans le cadre des études grand chaud font apparaître que le délai pour ouvrir cette porte ne serait pas suffisant par rapport au délai habituellement retenu pour une intervention humaine. En anticipation et sans attendre les résultats des études en cours, EDF propose de réaliser sur les tranches du Palier P4, des modifications rapides pour qualifier le système de refroidissement des locaux diesel au Séisme Maximum Historiquement Vraisemblable (SMHV) : ces modifications seront réalisées dans les prochaines semaines. La caractérisation plus précise basée sur le résultat des études en cours, permettra à EDF de définir des modifications supplémentaires pour qualifier le système de refroidissement au Séisme Majoré de Sécurité (SMS).

Ainsi et conformément à la politique de traitement en vigueur, les points non encore résorbés sur les tranches de Flamanville 1-2 sont traités à un rythme adapté à leur impact sur la sûreté.

2.1.3.4 Examen de conformité spécifique engagé par l'exploitant

Constats issus de la revue de fiabilité spécifique

Suite à l'accident survenu à la centrale de Fukushima, le site a engagé une **revue de fiabilité spécifique** : SOER 2011-2 de WANO.

Le périmètre couvert englobait les thèmes : séisme, inondation, incendie (les systèmes JPi), source froide, les accidents graves, les systèmes de sauvegarde (ASG, RIS, EAS, ETY, EDE), les sources électriques et fonctions supports (RRA, RRI, SEC, LHI, GEV (TS), LGR (TA), LLS, DVC, DVS).

Quelques constats mineurs ont été relevés mais aucun constat remettant en cause la fiabilité du système ou relevant potentiellement de la conformité n'a été révélé par cette revue.

Constats issus des inspections sismiques

Des inspections sismiques (cf. §2.2.1.4) ont été menées sur chaque tranche de l'installation afin d'évaluer la robustesse d'un échantillon d'équipements nécessaires pour conduire la tranche en situation de perte totale des sources électriques externes et internes (situation « H3 »). Lors de ces inspections, les équipes ont relevé certains constats qui nécessitent soit des actions de maintenance, soit des analyses d'ingénierie complémentaires.

Pour Flamanville 1-2, les constats relevés lors de l'inspection et qui nécessitent des actions de l'exploitant sur site se limitent à quelques opérations relevant du programme de maintenance OEEI (Obtenir un Etat Exemplaire des Installations), tel que le remplacement d'isolants endommagés sous le tableau du système LLS. Une action du site est également prévue afin d'écarter le risque d'interaction sismique entre le support et le fin de course d'une vanne du système RCV.

Parmi les analyses d'ingénierie complémentaires engagées suite à l'inspection de Flamanville 1-2, on peut citer la vérification du dimensionnement des systèmes d'ancrage, et de la tenue des matériels identifiés comme agresseurs potentiels par l'inspection. Des analyses d'ingénierie sont notamment engagées pour évaluer les risques d'interaction sismique au niveau de la bache PTR et d'une vanne du circuit ASG.

2.2 EVALUATION DES MARGES

2.2.1 DEMARCHE ET EVALUATION GENERALE DE ROBUSTESSE DES INSTALLATIONS

2.2.1.1 Méthodologie pour évaluer la robustesse vis-à-vis du risque sismique

La robustesse d'une installation vis-à-vis du risque sismique résulte de deux éléments principaux :

- Le niveau d'aléa retenu à la conception d'une installation neuve ou en vérification pour une installation existante.
- Le niveau d'exigence des normes de conception et de construction ou de vérification de l'existant appliqué à l'installation.

A cet égard les installations nucléaires diffèrent du bâti courant et des installations classées pour la protection de l'environnement (ICPE, dont installations classées « Seveso ») auxquels s'appliquent une réglementation prise en application des Eurocodes, qui couvre la détermination de l'aléa et les normes de conception et de construction.

La robustesse ne peut s'évaluer qu'en considérant le référentiel dans son ensemble, intégrant à la fois la robustesse de détermination de l'aléa et celle inhérente aux marges de conception de l'installation au-delà du séisme pour lequel elle doit être dimensionnée.

2.2.1.2 Robustesse vis-à-vis du risque sismique

a) Robustesse vis-à-vis de l'aléa sismique de Flamanville 1-2

La région du site de FLAMANVILLE est de sismicité modérée. En effet, dans un rayon de 100 km autour du site, les plus forts séismes répertoriés sont d'intensité VI à VII MSK. Le zonage sismotectonique retenu inclut les plus forts d'entre eux dans la zone du site de Flamanville. De ce fait, ce zonage est relativement prudent, car il conduit à prendre en compte ces événements transférés à l'aplomb du site.

De plus, le séisme de Jersey de 1926 a sans doute son épicentre en mer, à quelques kilomètres au Sud ou à l'Est de l'île. De ce fait, on peut estimer que la détermination de ses caractéristiques sismologiques est plus incertaine que pour les séismes ayant eu lieu à terre. Cette incertitude est prise en compte par une majoration de ½ point d'intensité MSK par rapport à l'intensité épacentrale référencée dans SISFRANCE. Le séisme historique passe ainsi de VI-VII à VII MSK. La majoration du SMHV au SMS ajoute encore un point d'intensité pour obtenir un SMS à VIII MSK. Le séisme de Coutances de 1853 est traité de la même façon, avec les mêmes majorations.

D'autre part, le séisme de 1926 a été enregistré par quelques stations sismologiques existant en Europe à cette époque. L'analyse récente de ces sismogrammes a permis de déterminer directement la valeur de magnitude, qui serait plutôt voisine de $M_s = 4.7$, soulignant la prudence de la valeur retenue, calculée à partir des analyses macrosismiques ($M_s = 5.2$).

b) Robustesse de l'installation

A la conception puis lors des réexamens périodiques de sûreté, le dimensionnement parasismique de l'installation a recours à des pratiques d'ingénierie robustes qui s'appuient sur des hypothèses et des méthodes pénalisantes qui génèrent des marges.

L'installation peut par conséquent faire face à des sollicitations supérieures à son niveau de dimensionnement sans pour autant atteindre le niveau de défaillance d'un équipement qui remettrait en cause ses fonctions de sûreté.

On définit la capacité sismique d'une installation comme le niveau d'accélération PGA du spectre de sol pour lequel l'installation présente, avec un haut niveau de confiance, une très faible probabilité de défaillance.

Les analyses de robustesse de type Seismic Margin Assessment (SMA) et Etude Probabiliste de Sûreté séisme (EPS) permettent d'évaluer la capacité sismique des installations nucléaires au-delà de leur niveau de dimensionnement. Elles s'appuient notamment sur le retour d'expérience post-sismique international et font appel à des méthodes de calculs avancées pour mettre en évidence les marges issues du dimensionnement. Développées initialement dans le contexte américain, ces méthodologies ont été validées par la NRC (Autorité de Sûreté des USA), et sont aujourd'hui reconnues par l'AIEA (Agence Internationale de l'Energie Atomique).

Des études de ce type ont été réalisées sur certaines tranches des paliers 900 MWe et 1300 MWe, et ont mis en évidence la présence de marges de conception significatives.

Méthode SMA :

Cette méthode met en œuvre une approche déterministe.

Elle vise à démontrer que l'installation peut supporter, sans conséquence inacceptable, un séisme de niveau supérieur à celui considéré à la conception (SDD). Cette démonstration est menée sur la base d'un séisme dit RLE – Review Level Earthquake- supérieur au niveau de dimensionnement.

L'étude est menée en considérant que le séisme pourrait conduire au plus à 2 initiateurs enveloppes sur la base desquels est identifiée la liste des matériels nécessaires au repli (SSEL ou Safe Shutdown Equipment List) sur laquelle est menée l'analyse (ces 2 initiateurs sont le Manque De Tension Externe (MDTE) et une petite brèche primaire).

Cette analyse s'appuie sur des critères tabulés et des principes d'installation vérifiés lors de l'inspection sismique.

Le résultat d'une étude SMA est :

- La justification de la tenue de l'installation sans conséquence inacceptable pour un niveau de séisme supérieur à celui pour lequel elle est conçue.
- Une liste éventuelle de points sensibles, points dont l'amélioration aurait potentiellement la meilleure contribution au renforcement de la robustesse de l'installation.

Une analyse de marge SMA a été réalisée sur la tranche 3 de Tricastin (site du palier 900 MWe). L'étude conclut à une capacité sismique supérieure à 0,3 g pour une forme de spectre « large bande ».

EPS Séisme :

Il s'agit d'études probabilistes.

La donnée d'entrée est la courbe de caractérisation de l'aléa sismique probabiliste du site: cette courbe intègre l'incertitude sur la connaissance de la sismicité locale.

L'analyse système est la phase de la méthode consistant à établir un arbre de défaillance qui recense toutes les combinaisons possibles d'évènements pouvant conduire à une défaillance définie (fusion du cœur ou rejets de matières radioactives).

La tenue sismique des équipements est représentée par une courbe de fragilité qui intègre toutes les incertitudes de façon explicite. Cette tenue sismique intègre le résultat des inspections sur site (exemple: les interactions potentielles). Les courbes de fragilité sont injectées dans l'arbre de défaillance.

L'impact de l'aléa sur l'installation est ensuite évalué et les contributeurs dominants au risque de défaillance du système peuvent être identifiés.

Au final, le résultat d'une EPS Séisme est un risque probabilisé de façon annuelle de fusion du cœur ou de rejets importants, ainsi que la liste des principaux contributeurs au risque (et donc également une liste potentielle d'améliorations).

Il s'agit de méthodes nouvelles dont la mise en œuvre n'a à ce jour été faite qu'à titre expérimental en France, pour le site de Saint-Alban (centrale 1300 MWe).

Ainsi, à Saint-Alban, cette méthode conclut à un risque très faible de fusion du cœur consécutive à un séisme (probabilité du risque dans une gamme de l'ordre du million d'années de fonctionnement des réacteurs).

Enseignements issus des études de robustesse EDF :

Ainsi, des études de robustesse sismique de type SMA ou EPS séisme ont ainsi été réalisées sur certaines tranches des paliers 900 MWe (Tricastin) et 1300 MWe (St Alban), et ont permis de démontrer des niveaux de capacité sismique supérieurs à 0,3g pour des formes de spectres plus pénalisantes que celles des spectres de site (SMS).

Bien que de telles études (SMA ou EPS séisme) restent à étendre à l'ensemble des paliers, il est intéressant de noter que l'application de ces méthodes à Saint-Alban et à Tricastin montre des marges de robustesse significatives, résultant des méthodes très prudentes à la fois pour la détermination de l'aléa sismique et pour la conception des installations.

L'essentiel des marges sismiques mises en évidence dans ces études de robustesse sont liées aux pratiques d'ingénierie, qui sont comparables pour la conception de l'ensemble du parc en exploitation d'EDF. Ainsi, bien que ces études soient développées de façon spécifique à un site, les enseignements apportés par ces études restent applicables par avis d'expert pour les autres installations conçues sur la base des mêmes pratiques. C'est le cas en particulier pour le site de Flamanville 1-2.

2.2.1.3 Revue des marges

Les marges sismiques associées à nos pratiques d'ingénierie sont provisionnées tout au long de la chaîne du dimensionnement parasismique de l'installation. On peut notamment identifier trois sources principales de marges :

- A. Le chargement sismique (marge entre le Séisme Maximal Historiquement Vraisemblable (SMHV) et le Séisme Majoré de Sécurité (SMS), marge entre le spectre de dimensionnement et le spectre spécifique de site);

B. Le calcul de la réponse de la structure (efforts dans la structure et spectres de planchers) ;

C. Les critères de dimensionnement des structures et des équipements.

La capacité sismique de l'installation est alors estimée de la manière suivante :

$$\text{Capacité sismique} = \text{PGA}_{\text{spectre de sol}} \times F_A \times F_B \times F_C$$

$\text{PGA}_{\text{spectre de sol}}$: accélération à période nulle du spectre de sol considéré dans l'analyse de marges (SMS pour les BAS-BL et SDD pour le reste de l'îlot nucléaire)

F_A : facteur de marge lié au chargement sismique

F_B : facteur de marge lié au calcul de la réponse de la structure

F_C : facteur de marge lié aux critères de dimensionnement des structures et équipements.

Pour la suite de l'analyse des marges, on prend en considération l'état VD2 des tranches de Flamanville 1-2

Cette approche permet de traiter par avis d'expert et de façon découplée chaque problématique pour chaque classe de SSC (bâtiment, matériel mécanique, matériel électrique, etc). En revanche, cette approche ne permet pas de prendre en compte les spécificités de chaque équipement qui pourraient conduire ponctuellement à des capacités plus limitées. Pour cette raison, une analyse des matériels spécifiques présentant une marge moindre est présentée dans le paragraphe 2.2.2.2.

L'essentiel des marges sismiques mises en évidence dans ces études de robustesse sont, comme mentionné en 2.2.1.2, inhérentes aux pratiques d'ingénierie, qui sont similaires pour la conception de l'ensemble du parc en exploitation d'EDF. Ainsi, même quand ces études de robustesse n'ont été effectuées de manière complète que sur un site particulier, leurs enseignements restent applicables pour les autres sites puisque leurs installations ont été conçues sur la base des mêmes pratiques.

On peut ainsi détailler de la façon suivante les principales sources de marges listées ci-dessus et présentes dans le dimensionnement parasismique des installations de Flamanville 1-2 :

A. Chargement sismique

Le signal sismique transmis par le sol aux structures correspond à des fréquences faibles, globalement comprises entre 1 et 12 Hz pour le site de Flamanville, le mouvement sismique associé aux fréquences supérieures étant filtré par le phénomène d'interaction sol-structure.

Les études de dimensionnement ou de robustesse s'appuient généralement sur des spectres de sol pénalisants dont la forme est dite large bande. L'utilisation de ces spectres conduit à considérer dans la gamme de fréquence de réponses des structures des niveaux d'accélération bien supérieurs à ceux qui seraient ressentis par ces structures dans le cas d'un vrai séisme avec une forme spectrale réaliste.

Le spectre NRC est particulièrement pénalisant et présente un facteur de marge moyen par rapport à la forme du spectre SMS du site de Flamanville de 1,7 sur la plage 1-12Hz.

Fréquence (Hz)		1 Hz	2 Hz	3 Hz	4 Hz	5 Hz	6 Hz	7 Hz	8 Hz	9 Hz	10Hz	11Hz	12Hz
Amplification de la réponse par rapport à l'accélération à période nulle	Spectre SMS Flamanville 1-2	0,36	0,94	1,48	1,83	2,18	2,30	2,34	2,27	2,18	2,10	1,97	1,87
	Spectre NRC	1,47	2,60	3,05	2,93	2,84	2,76	2,70	2,65	2,61	2,42	2,25	2,11
Facteur de marge (ratio NRC/SMS)		4,10	2,78	2,07	1,60	1,30	1,20	1,16	1,17	1,19	1,15	1,14	1,13

Tableau 2.2.1.3-a « Facteur de marge concernant le chargement sismique »

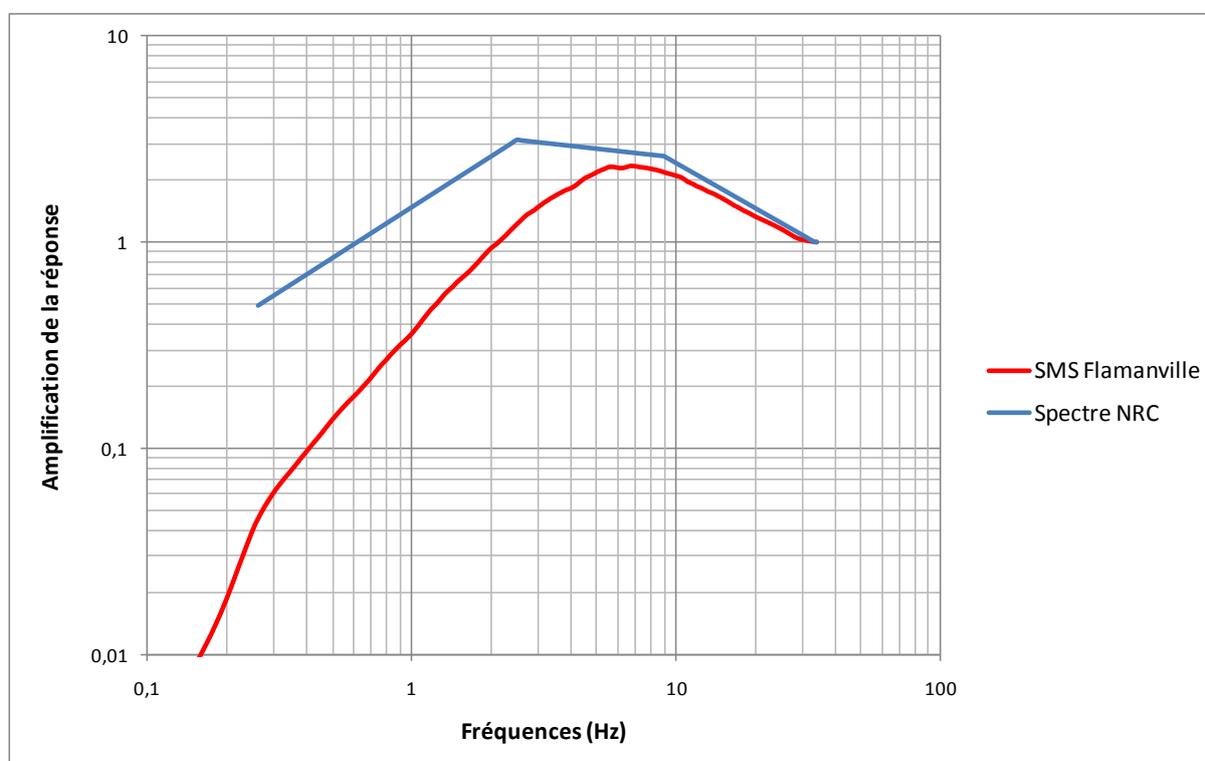


Figure 2.2.1.3-a « Spectre de dimensionnement et spectre spécifique à Flamanville 1-2 »
 Pour le site de Flamanville 1-2 on retient un facteur de marge moyen sur la gamme des fréquences de 1,7.

B. Calcul de la réponse de la structure

La chaîne de calcul qui part du signal sismique en champ libre jusqu'à la réponse dynamique de la structure fait intervenir de nombreux phénomènes physiques, qui tendent à diminuer la sollicitation transmise dans la structure, et qui sont négligés ou bien pris en compte de manière conservative.

- Gamme de sol :

Dans le cas de calculs « palier », réalisés pour être applicables à l'ensemble des sites d'un palier, les sollicitations sismiques sont déterminées pour couvrir une gamme de sol plus large que celle que l'on peut raisonnablement considérer pour le site. Pour l'îlot nucléaire du palier P4, une gamme de sol caractérisée par des modules allant de 5 000 à 500 000 bars est prise en compte. Les caractéristiques dynamiques du sol de Flamanville 1-2 correspondent à un module compris entre 30 000 et 40 000 bars. Le recours à une large gamme de modules de sol conduit à un élargissement des spectres de planchers de dimensionnement.

L'élargissement des spectres conduisant à une marge variable selon la fréquence de réponse des équipements, est difficile à évaluer, ce conservatisme n'est pas pris en compte dans la présente analyse.

- Atténuation du signal sismique dû à l'enfoncement :

Le niveau sismique pris en compte dans les calculs sismiques est défini en champ libre, et correspond donc à la sollicitation ressentie pour une structure superficielle. Les structures nucléaires présentent un enfoncement dans le sol et la sollicitation ressentie par la structure correspond au signal sismique au niveau de la fondation, plus faible que celui en surface. La pratique de dimensionnement à la conception ne valorise pas ce phénomène et ne considère que le signal en surface.

Dans le cadre de la réévaluation du Bâtiment des Auxiliaires de Secours – Bâtiment Électrique (BAS-BL), cette atténuation du signal sismique a été mise en évidence en calculant le mouvement au niveau de la fondation à partir du signal en champ libre.

La réduction de la sollicitation associée à ces phénomènes est d'autant plus significative que l'enfoncement est important et que les couches de sol dans lesquelles la structure est enfoncée sont molles.

Pour la profondeur moyenne d'enfoncement des ouvrages de l'îlot nucléaire, les études réalisées à ce jour ont démontré une atténuation du signal sismique pouvant aller jusqu'à 50 %. Dans le cas du site de Flamanville qui est un sol rocheux, on se rapporte au cas de Civaux dont les caractéristiques sont comparables au site de Flamanville. Les études menées en VD1 N4 ont montré que cette configuration était propice à des déconvolutions importantes de l'ordre de 30% pour le site de Civaux. Une marge de 30% est retenue sur la base du jugement d'expert.

- Prise en compte de l'interaction inertielle :

L'interaction inertielle, c'est-à-dire le principe d'action-réaction entre le sol et le radier, est prise en compte de manière conservatrice à la conception en considérant sous la fondation des ressorts de sol dont la raideur est associée aux principales fréquences d'interaction sol-structure. Ces ressorts permettent de représenter l'amortissement du sol ainsi que l'amortissement radiatif de l'interaction sol-structure. Le recours à cette méthode simplifiée, par opposition à une méthode dite fréquentielle, qui représente la dépendance de l'interaction avec la fréquence de sollicitation, conduit à sous estimer l'atténuation du signal. Une autre source de marge provient du fait que l'interaction inertielle est sous estimée en négligeant les effets de l'enfoncement (augmentation de l'amortissement radiatif dû au contact entre sol et éléments structurels périphériques).

La méthode des ressorts de sol a été utilisée dans les études de dimensionnement de Flamanville 1-2. Sur la base d'un jugement d'expert, une marge forfaitaire de 10 % est considérée pour prendre en compte ce phénomène. Pour le cas du BAS-BL qui a fait l'objet d'une réévaluation avec des méthodes de calcul avancées en VD2, cette source de marge a déjà été partiellement utilisée.

Pour le site de Flamanville (hors BAS-BL), on retient la valeur de 1,4 pour le facteur de marge lié aux méthodes de calcul de la réponse de la structure.

C. Critères de dimensionnement des structures et des équipements

Les structures :

Les structures de génie civil doivent principalement permettre de respecter trois exigences : la résistance et la stabilité de l'ouvrage, le confinement, et le supportage des équipements installés.

- Résistance/stabilité :
La première exigence associée aux structures est leur stabilité sous séisme. Les structures de génie civil disposent d'une robustesse sismique intrinsèque importante, et leur stabilité sous séisme ne représente pas un risque significatif dès lors que des dispositions parasismiques ont été adoptées. Les codes de dimensionnement parasismique conventionnels tels que l'Eurocode 8 tiennent compte de la capacité des structures à dissiper de l'énergie lorsqu'elles sont soumises à un séisme. Ceci se traduit par l'emploi d'un coefficient, dit « de comportement », qui abat les efforts calculés dans la structure. Pour les structures industrielles, ce facteur d'abattement est de l'ordre de 4. Les normes de conception de nos ouvrages nucléaires ne prennent pas en compte cet abattement, ce qui constitue une source de marge significative. Les marges de la pratique nucléaire sont par ailleurs confirmées par l'expérimentation, la dernière en date étant la campagne d'essais SMART (Seismic design and best-estimate Methods Assessment for Reinforced concrete buildings subjected to Torsion and non-linear effects), où une maquette dimensionnée selon la pratique nucléaire pour une accélération de 0,2g, a subi sur la table vibrante du CEA des accélérations jusqu'à 1g sans dommage majeur.
- Confinement :
Les structures de génie civil contribuent au maintien du confinement avec l'enceinte du bâtiment réacteur. Il s'agit d'une structure extrêmement robuste, dimensionnée en cumulant les chargements issus du séisme et d'accident de type APRP. Les éléments associés à la robustesse du confinement sont détaillés au paragraphe 2.2.3.
- Supportage :
Sous des niveaux de sollicitation sismique élevés, une fissuration progressive va apparaître dans la structure et réduit la capacité portante des ancrages pour les matériels installés dans les bâtiments. La capacité sismique associée au supportage est moindre que celle associée à la stabilité. Pour autant, cette fissuration apparaît pour des niveaux sismiques importants, au-delà de la capacité de certains équipements, si bien que ce phénomène influe peu sur la capacité globale de l'installation. Lors de la campagne d'essais SMART, la maquette dimensionnée à 0,2g a subi des accélérations jusqu'à 0,7g sans apparition de fissuration significative.
 - Le conservatisme associé aux pratiques de dimensionnement des ouvrages nucléaires met en évidence un facteur de marge minimal de 3 dans le dimensionnement des structures.

Les équipements :

Le retour d'expérience post sismique et expérimental conclut de façon générale à une bonne robustesse des équipements. Les sources de marge sont cependant variables selon le type d'équipements.

Le chargement sismique applicable pour les équipements installés dans les bâtiments correspond aux spectres de planchers calculés à partir du calcul d'interaction sol-structure. Ainsi, en complément des marges présentées en parties A et B, s'ajoutent celles associées au dimensionnement même des équipements à partir des spectres de plancher.

- Equipements mécaniques :

Gros composants mécaniques :

Le retour d'expérience post-sismique a démontré que les équipements mécaniques tels que les pompes, les ventilateurs, les générateurs ou les robinets bénéficient d'une grande robustesse vis-à-vis du séisme même lorsqu'ils n'ont pas été dimensionnés pour ce type de sollicitation.

L'utilisation de méthodes simplifiées et conservatives ou encore le recours aux critères de dimensionnement d'un code tel que le RCC-M procurent des marges sismiques significatives.

- Les études de robustesse menées SMA Tricastin et EPS St Alban mettent en évidence qu'un facteur de marge minimal de 2 est associé au dimensionnement des gros composants mécaniques.

Réservoirs verticaux à fond plat :

Les réservoirs sont généralement peu rigides et sont sollicités par des masses d'eau importantes. Les marges associées au dimensionnement de ces matériels sont plus limitées que celles que l'on associe aux autres équipements mécaniques. Les modes de défaillance sous séisme identifiés par le retour d'expérience concernent essentiellement les ancrages et le flambage des viroles.

- Les résultats des études de robustesse SMA Tricastin et EPS St Alban convergent vers un facteur de marge global (réponse de la structure et dimensionnement de l'équipement) d'au moins 1,5.

Tuyauteries :

Les tuyauteries bénéficient d'un retour d'expérience post sismique et expérimental favorable, qui met en évidence des marges très importantes (facteur de l'ordre de 10).

- Les études de robustesse menées sur nos installations mettent en évidence qu'un facteur de marge minimal de 3 peut être considéré pour le dimensionnement des tuyauteries.

Gaines de ventilation :

Les gaines de ventilation constituent un matériel de masse relativement faible. Le retour d'expérience a démontré que les gaines disposaient, lorsque leur système de supportage était conçu de façon adéquate, et même en l'absence de dimensionnement au séisme, d'une grande robustesse sismique.

- Sur la base du retour d'expérience post-sismique et des résultats issus des études SMA et EPS menées sur nos installations, un facteur de marge global

(réponse de la structure et dimensionnement de l'équipement) d'au moins 2 peut être considéré pour les gaines de ventilation.

- Equipements électriques :

Armoires, relaying, panneaux de contrôle :

Les équipements électriques avec un requis sismique sont généralement qualifiés, par essai ou par calcul, sur la base de spectres de qualification génériques pénalisants et couvrant les spectres de plancher où ces matériels sont installés. Ceci constitue une source de marge significative pour ce type d'équipement. On peut généralement considérer que la capacité sismique de ces équipements est limitée par celle de leurs ancrages.

- Sur la base des études de robustesse SMA et EPS séisme menées sur nos installations, un facteur de marge global (réponse de la structure et dimensionnement de l'équipement) d'au moins 1,5 peut être considéré pour les équipements électriques.

Chemins de câbles :

Le retour d'expérience post sismique a démontré que les chemins de câbles étaient robustes sous séisme, notamment en raison d'hypothèses conservatives dans leur dimensionnement (amortissement réel supérieur à celui pris en compte, redondance des supports). La capacité sismique de ces matériels est généralement limitée par leur système de supportage.

- Sur la base des études SMA et EPS séisme menées sur nos installations, et du jugement d'expert, un facteur de marge global (réponse de la structure et dimensionnement de l'équipement) d'au moins 2 peut être considéré pour les chemins de câbles.

2.2.1.4 Inspections sismiques

a) Démarche et objectif

Afin de conforter la robustesse de l'installation, et d'identifier les moyens les plus efficaces de l'améliorer, des inspections sismiques ont été menées sur un échantillon d'équipements nécessaires pour conduire la tranche en situation de perte totale des sources électriques externes et internes (situation « H3 »).

Cet échantillon comporte notamment certains équipements qui ne sont pas classés sismiques. Cette particularité constitue d'ailleurs un des intérêts de la démarche dont l'objectif est d'évaluer la robustesse de l'installation au-delà de son dimensionnement.

Ces inspections ont été mises en œuvre sur les 58 tranches du parc en exploitation selon la même démarche. Ces inspections permettent d'évaluer la robustesse des équipements, en vérifiant in situ le respect de certains critères qui conditionnent leur tenue sous séisme d'après les enseignements du retour d'expérience post-sismique formalisé aux Etats Unis. Il s'agit d'une bonne pratique reconnue internationalement qui a notamment été validée par l'AIEA. Ce type d'inspection sert de base aux analyses de robustesse SMA (Seismic Margin Assessment).

La confrontation au retour d'expérience post-sismique examine les trois points suivants :

- La fonctionnalité des équipements (ex : manœuvrabilité des vannes)
- Le système d'ancrage au génie civil
- Les interactions sismiques avec l'environnement proche (choc)

L'inspection des 2 tranches de Flamanville 1-2 a été réalisée du 13 au 24 juin 2011, par une équipe d'ingénieurs formés à la méthode, et réunissant les différentes compétences nécessaires : expertise sismique, expertise matériels mécaniques, expertise matériels électriques, connaissance du site.

A l'issue de l'ensemble des inspections, des revues croisées menées par un panel d'experts sismiques indépendants ont été organisées (cf. § d).

b) Etablissement de la liste d'équipements à inspecter

L'échantillon des équipements à inspecter a été établi à partir de la liste des matériels nécessaires pour conduire la tranche en situation H3, et en privilégiant les fonctions suivantes :

- Le refroidissement de secours du cœur par les Générateurs de Vapeur (GV) grâce au système d'Alimentation de Secours ASG (réserves d'eau et turbo pompe ASG alimentée par la vapeur produite aux GV) et grâce à la vanne de décharge à l'atmosphère de la vapeur des GV (système GCT),
- Le maintien de l'intégrité du circuit primaire grâce à l'injection aux joints des pompes primaires par la pompe de test du système RCV,
- L'alimentation électrique nécessaire aux fonctions ci-dessus grâce au turbo alternateur de secours du système LLS, alimenté par la vapeur produite aux GV.

Par ailleurs, pour les matériels identiques sur plusieurs boucles ou voies, un seul matériel, considéré représentatif des autres, a été inspecté.

La liste retenue contient 44 matériels, et notamment :

- La turbo-pompe ASG,
- Le turbo-alternateur LLS,
- La pompe de test RCV,
- La salle de commande (avec les enregistreurs et indicateurs retenus),
- Les armoires électriques LLS et KRG,
- La bâche ASG,
- La bâche PTR,
- La bâche SER,
- 2 ballons d'air comprimé SAR,
- 14 vannes (dont une vanne GCT et une vanne d'appoint à la piscine d'entreposage du combustible en situation de perte totale de refroidissement de la piscine).

c) Constats et actions engagées à l'issue de l'inspection

Chaque équipement de la liste a fait l'objet d'une fiche qui trace les différentes observations de l'équipe d'inspection.

Pour chaque équipement, l'inspection permet de conclure:

- Lorsque l'ensemble des critères associés à chacun des trois points du REX post-sismique (fonctionnalité, ancrage et interaction) est respecté, à la conformité et à la robustesse de l'équipement considéré.
- Lorsqu'au moins un critère n'a pas pu être vérifié in situ, à la nécessité d'actions complémentaires qui peuvent être de deux types :
- des actions prises en charge directement par le site.
- des analyses d'ingénierie complémentaires afin de statuer sur la conformité des équipements et sur leur robustesse au-delà du dimensionnement.

La vérification de l'ensemble des critères issus du retour d'expérience post-sismique permet, d'après la méthode, de justifier une capacité sismique minimale de 0,33g.

En outre, dans le cas des équipements qualifiés au séisme, le respect de la conformité des ancrages et la vérification de l'absence d'interaction sismique permet de confirmer l'applicabilité des marges de conception au-delà de leur niveau de dimensionnement (cf. §2.2.1.3).

Dans le cas des équipements non qualifiés au séisme :

- certains ont été jugés robustes par l'inspection, ce qui permet, d'après la méthode, de justifier une capacité sismique minimale de 0,33g.
- les autres font l'objet d'analyses d'ingénierie complémentaires.
- d'ores et déjà, la bâche SER présente à dire d'expert une capacité sismique insuffisante.

Pour les matériels requis, l'inspection a permis d'identifier les points limitant leur capacité sismique. Les analyses d'ingénierie complémentaires engagées, pour ces matériels, consistent à vérifier leur robustesse sur la base du dossier de dimensionnement initial. Une analyse est également en cours afin d'évaluer la robustesse d'une soupape fixée sur un ballon SAR.

Pour certains équipements non requis au séisme, une analyse de dossier de qualification de matériels similaires est également engagée afin d'évaluer leur niveau de robustesse.

d) Conclusion de la revue croisée

La mise en œuvre des inspections sismiques faisant largement appel au jugement des inspecteurs, la pratique internationale consacrée est d'en soumettre l'organisation et les conclusions au jugement de pairs qui n'ont pas pris part à l'inspection. Cet exercice de revue croisée s'est tenu à Lyon du 8 au 12 août 2011. Les conclusions des pairs sont les suivantes :

« Compte tenu des conditions particulières dans lesquelles les inspections ont été organisées et conduites, les pairs ont considéré qu'elles répondaient au mieux aux règles de bonne pratique internationale en ce qui concerne la formation des inspecteurs, la préparation de la documentation mise à leur disposition, la collecte

des observations in situ et la restitution des conclusions à l'exploitant. En particulier les pairs ont apprécié

- Le grément des équipes avec des compétences variées adaptées à la situation,*
- La formation d'un nombre conséquent d'inspecteurs aux principes de la méthode, complétée par une formation sur le terrain à l'occasion de l'inspection de la première tranche de chaque site.*
- L'approche prudente adoptée par les équipes les moins entraînées à cet exercice. Cette approche prudente s'est traduite par nombre de constats qui auraient été éliminés, car manifestement non significatifs, par des équipes plus aguerries.*

Sans se prononcer sur le bienfondé de la sélection de la liste des équipements retenus, et tout en notant qu'elle ne prétendait pas à l'exhaustivité, les pairs ont considéré que cette liste contenait une variété d'équipements mécaniques et électriques, classés et non-classés, qui lui assuraient une bonne représentativité. Les structures de génie civil ne faisaient pas partie de l'examen.

La nécessité de mener les inspections sur 58 tranches en un temps très court n'ayant pas permis le déploiement d'une pratique traditionnelle de Seismic Margin Assessment, les pairs ont considéré qu'EDF avait judicieusement adapté cette pratique pour obtenir un résultat pertinent en ce qui concerne aussi bien la conformité que la robustesse des installations.

Les pairs ont examiné de façon systématique les constats faits par les inspecteurs, en considérant pour chaque palier un site de référence et en examinant, par rapport à celui-ci, les particularités des autres sites. La procédure de classement des équipements en fonction de leur robustesse à l'issue des inspections a été particulièrement examinée. Sa mise en œuvre a été testée par sondage.

Dans l'ensemble, même si quelques corrections ont été apportées, l'opinion des pairs est que les inspections ont été consciencieusement conduites, que les constats ont été faits dans le sens de la prudence et qu'en conséquence les conclusions des inspections sont fiables.

En ce qui concerne les valeurs d'accélération présentées par EDF sous le vocable de « marges génériques », l'opinion des pairs est qu'elles doivent être regardées comme des valeurs minimales garanties, mais qu'un examen plus approfondi devrait permettre de conclure à des valeurs significativement plus élevées.

Les pairs considèrent que par la diversité des équipements inspectés, EDF est en mesure de tirer une conclusion raisonnable sur la robustesse de ses installations au delà du séisme de dimensionnement en situation de perte totale des alimentations électriques. Sur la base des résultats des inspections, il apparaît que les renforcements à mettre en œuvre sur les matériels aujourd'hui non classés sont limités ; ils concernent essentiellement des bâches, certaines armoires électriques et des dispositions associées aux interactions. Une démonstration de la robustesse des installations nécessiterait néanmoins de procéder en temps voulu à un examen systématique de tous les équipements concernés. »

2.2.2 FONCTION DE SURETE HORS CONFINEMENT

2.2.2.1 Evaluation des marges sismiques - Capacités sismiques génériques

Les éléments de robustesse présentés précédemment (cf. § 2.2.1.) permettent d'évaluer les capacités sismiques suivantes pour les principales catégories de structures et d'équipements.

	Structures		gros composants mécaniques		tuyauteries		bâches	équipements électriques	chemins de câbles	Gaines de ventilation
	îlot hors BAS-BL	BAS-BL	îlot hors BAS-BL	BAS-BL	îlot hors BAS-BL	BAS-BL				
Accélération PGA du spectre de sol (g)	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15
Facteurs de marge	Forme spectrale	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7
	Réponse de la structure (effets de l'enfoncement et interaction inertielle)	1,4	1	1,4	1	1,4	1	> 1,5	> 1,5*	> 2*
	Critères et méthodes de dimensionnements des SSC	>3	>3	> 2	> 2	> 3	>3			
	Facteur de marge global	> 7,1	> 5,1	> 4,8	> 3,4	> 7,1	>5,1	> 2,6	> 2,6	> 3,4
Capacité générique	>0,5g	>0,5g	>0,5g	>0,3g	>0,5g	>0,5g	>0,3g	>0,25g	>0,3g	>0,3g

* : Pour les équipements électriques, les chemins de câbles et les gaines de ventilation, les facteurs de marges retenus se basent sur les résultats des études de robustesse disponibles, et sont associées aux items considérés les moins robustes de la catégorie d'équipements dans l'îlot nucléaire. Ce facteur intègre donc de fait le cas du BAS-BL.

Tableau 2.2.2.1-a « Capacités sismiques génériques des structures et équipements »

Conclusion

Les capacités sismiques des structures et matériels, dont la défaillance conduirait à la remise en cause des fonctions de sûreté, sont supérieures à 1,5 fois le SMS (0,15g). Ce niveau va donc très largement au-delà du contexte sismique du site, jusqu'à des valeurs d'alea non plausibles pour ce site, moyennant la prise en compte des études complémentaires listées au § 2.2.2.2.

2.2.2.2 Points de vigilance vis-à-vis du séisme et dispositions d'amélioration

Les points de vigilance abordés dans ce paragraphe, pour les situations étudiées dans le cadre des évaluations complémentaires post-Fukushima, supposent, de façon déterministe, des séismes supérieurs au séisme de dimensionnement malgré la démarche très conservatrice d'établissement de ce dernier.

2.2.2.2.1 Installation

Identification des effets falaise

L'effet falaise se caractériserait par le fait qu'à un certain niveau d'aléa, une augmentation de cet aléa se traduirait par une forte discontinuité dans le comportement de l'installation. Suivant le matériel auquel on s'intéresse, l'apparition de l'effet pourrait correspondre à des niveaux très variables. Ainsi, comme on l'a vu plus haut, les réseaux de tuyauteries sont très robustes et un effet falaise ne serait susceptible d'apparaître que pour des niveaux de séisme très élevés. L'intérêt de l'exercice est évidemment d'identifier les effets qui pourraient éventuellement apparaître pour des niveaux de séisme relativement peu au-delà du dimensionnement.

Il n'est pas possible d'identifier le premier effet falaise qui apparaîtrait. Il est donc listé ici un ensemble d'effets possibles correspondant à des niveaux de séisme les moins élevés au-delà du dimensionnement. Certains ont été identifiés par l'analyse, d'autres par les inspections sismiques ou par les deux approches conjuguées.

Matériels électriques

a) Analyse de robustesse au-delà du dimensionnement et effets falaise potentiels :

Les matériels électriques sont globalement robustes en raison du recours à des spectres de qualification élevés. Néanmoins, certains de ces équipements ne sont pas qualifiés au séisme. Leur tenue n'est donc actuellement pas garantie au niveau 1,5 SMS. Cependant, l'effet falaise ne consiste pas en la perte des fonctions de sûreté mais en une situation partiellement dégradée (apparition d'alarmes ou ordres intempestifs) nécessitant une analyse et des actions de conduite adaptées pour revenir à un état sûr.

b) Dispositions permettant d'améliorer la robustesse :

Afin de conforter la robustesse des équipements électriques associés aux moyens essentiels (matériels nécessaires à la conduite des situations H1, H3, AG, et appoint piscine BK) au niveau 1,5 fois le SMS, **une analyse sur une liste de matériels nécessaires pour gérer cette situation a été enclenchée**. L'objectif de cette analyse est d'identifier les matériels les plus sensibles et de proposer pour ces matériels un programme d'actions permettant d'améliorer, dans cette situation, la robustesse de la tranche à un niveau à définir au-delà du dimensionnement.

Réservoirs (appelés aussi « bâches »)

a) Analyse de robustesse au-delà du dimensionnement et effets falaise potentiels :

La bâche du système SER sert à réalimenter la bâche pour l'Alimentation de Secours des Générateurs de vapeur (ASG) en situation H3. Elle n'a pas de requis sismique au titre des règles de dimensionnement, un tel requis portant uniquement sur la bâche ASG.

Dans le cadre de l'analyse des situations nouvelles à considérer au titre de la présente Evaluation Complémentaire de Sûreté post-Fukushima, et notamment en raison de la durée longue supposée de perte totale des alimentations, la bâche SER

est identifiée dans la liste des équipements nécessaires objet des inspections (cf. §2.2.1.4). Cependant, du fait de son absence de requis sismique à la conception, elle ne dispose que d'une faible capacité sismique, inférieure à 1,5 fois le SMS (probablement de l'ordre de 0,1g).

Cette situation ne remet pas en cause la sûreté de l'installation pour le domaine de dimensionnement, mais l'augmentation de la capacité d'eau disponible pour le refroidissement du cœur par les générateurs de vapeur dans des situations au-delà du dimensionnement constituerait un élément de robustesse supplémentaire.

b) Dispositions permettant d'améliorer la robustesse :

La mise à disposition d'une capacité d'eau supplémentaire pour alimenter le circuit ASG en situation H3 présente un intérêt en terme de robustesse, pour les situations étudiées dans le cadre des évaluations complémentaires post-Fukushima. **Un programme d'études est engagé afin d'augmenter cette capacité d'eau disponible. Les pistes étudiées sont l'augmentation du volume d'eau de secours ASG, ou une réalimentation plus robuste de ce système par des moyens pouvant être mis en œuvre par le site et secourus par l'organisation de crise nationale.**

Dispositif U5 (utilisé en accident grave après fusion du cœur)

a) Analyse de robustesse au-delà du dimensionnement et effets falaise potentiels :

Le filtre à sable est un matériel sans requis sismique à la conception. En effet, toutes les mesures de dimensionnement prises à la conception des installations et listées plus haut rendent très peu probable le fait qu'un séisme entraîne un accident grave nécessitant l'utilisation de ce filtre à sable.

Une exigence de non agression, par le filtre, d'autres matériels classés en cas de séisme est néanmoins requise au niveau SMS au titre de la démarche « séisme événement » selon laquelle il constitue un agresseur potentiel de matériels classés sismiques. Dans le cas de Flamanville 1-2, le filtre à sable est ancré sur le toit du bâtiment combustible et repose sur une charpente métallique fixée à ses voiles. Son enveloppe et sa jupe support présentent une capacité sismique limitée par la masse de sable. La capacité sismique associée au filtre à sable est donc jugée inférieure à 1,5 SMS.

Le dispositif U5 constituant par ailleurs une parade ultime, sa tenue sous séisme permettrait d'améliorer la robustesse de l'installation, pour les situations étudiées dans le cadre des évaluations complémentaires post-Fukushima.

b) Dispositions permettant d'améliorer la robustesse :

EDF décide de lancer une analyse complémentaire afin d'évaluer la tenue fonctionnelle du dispositif U5 au séisme.

Locaux de crise : Locaux de Plan d'Urgence Interne (PUI) du Bloc de sécurité.

a) Analyse de robustesse au-delà du dimensionnement et effets faibles potentiels :

Le Bloc De Sécurité (BDS) a été conçu à l'origine en absence d'exigence réglementaire au séisme. C'est également le cas des locaux mitoyens. Il faut en effet rappeler que l'ensemble des dispositions prises à la conception (et périodiquement réévaluées) sur le dimensionnement des systèmes et composants classés de sûreté garantissent à elles-seules la maîtrise des situations normales et accidentelles en cas de séisme.

Cependant, le retour d'expérience issu du séisme qui a touché en 2007 la centrale de Kashiwasaki-Kariwa au Japon a mis en évidence l'importance de disposer d'un local de crise accessible et opérationnel en cas de séisme.

Une étude a été menée sur le BDS de Flamanville 1-2, elle conclut que la tenue structurelle de cet ouvrage est assurée jusqu'à un niveau significatif de séisme (SMS).

b) Dispositions permettant d'améliorer la robustesse :

Décidé au titre de l'intégration du retour d'expérience issu du séisme qui a touché la centrale de Kashiwasaki-Kariwa, un programme visant à améliorer la robustesse du BDS est en cours d'étude.

A court terme, l'objectif est de vérifier la tenue, à un niveau à définir au-delà du dimensionnement, des matériels nécessaires pour assurer le caractère opérationnel des locaux PUI (sources électriques, ventilation, climatisation, moyens de communication, accessibilité et habitabilité).

Par ailleurs et au vu de l'accident de FUKUSHIMA, une réflexion globale sera engagée concernant les BDS afin d'identifier les besoins pour améliorer les locaux de crise en termes d'organisation et d'habitabilité.

Moyens Mobiles de Sûreté (MMS, cf. 5.1.2.1.3.2)

a) Analyse de robustesse au-delà du dimensionnement et effets faibles potentiels :

Dans la mesure où l'ensemble des dispositions prises à la conception, et périodiquement réévaluées, sur le dimensionnement des systèmes et composants classés de sûreté garantissent à elles-seules la maîtrise des situations normales et accidentelles en cas de séisme, aucune exigence de tenue au séisme ne s'applique aux MMS ou à leurs lieux de stockage.

b) Dispositions permettant d'améliorer la robustesse :

EDF réalisera une étude comprenant d'une part un bilan par site des conditions de stockage des Moyens de Crise et de leur robustesse aux différents types d'agresseurs envisagés (séisme, aléa climatique, inondation...), et d'autre part les moyens proposés pour y faire face.

Les Moyens de Crise regrouperont les MMS et les moyens matériels complémentaires déterminés lors du retour d'expérience de l'accident de Fukushima.

Manque de tension externe

a) Analyse de robustesse au-delà du dimensionnement et effets falaise potentiels :

Le manque de tension externe (MDTE) est un effet-falaise identifié comme pouvant se produire pour des niveaux de séisme inférieurs au SMS. Cependant, au-delà du dimensionnement, l'examen du repli d'une tranche après un séisme, induisant la perte d'un certain nombre de matériels, cumulé à une perte des alimentations électriques externes met en évidence les effets-falaises éventuels suivants : épuisement des réserves d'eau du système d'Alimentation de Secours des Générateurs de vapeur (système ASG) avant atteinte des conditions de connexion du système de Refroidissement du Réacteur à l'Arrêt (RRA), absence de réalimentation du réservoir ASG robuste au séisme.

b) Dispositions permettant d'améliorer la robustesse :

EDF étudie les parades permettant un repli plus rapide vers un refroidissement par le système RRA. Cet examen sera effectué en lien avec le traitement des points relatifs à ce sujet mentionnés au paragraphe 2.1.3.3, et en lien avec l'étude d'augmentation de la robustesse de la fonction d'alimentation de secours des générateurs de vapeur mentionnée précédemment au niveau des réservoirs.

Robustesse du système de refroidissement intermédiaire des systèmes de sûreté (système RRI)

Il a été mentionné au §2.1.3.3 le comportement sismique du tronçon commun de ce système. La vitesse de résorption actuelle a été définie en fonction de l'impact sur la sûreté dans le domaine de dimensionnement. **Au titre de la revue de robustesse faite dans la présente Evaluation Complémentaire de Sûreté post-Fukushima, EDF étudie la possibilité d'accélérer sa résorption, comme indiqué au §8.**

2.2.2.2 Organisation de crise – Points de vigilance et améliorations

Afin de pouvoir faire face au cas extrême d'une défaillance totale du personnel d'astreinte et/ou des moyens de communication (notamment ceux en relation avec l'extérieur) utilisés lors du grément de l'organisation de crise, des parades complémentaires sont en cours d'études :

- **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. On notera à cet égard que la robustesse de l'îlot nucléaire au-delà du séisme majoré de sécurité sécurise ces dispositions,
- **le renforcement de quelques liaisons de communication** avec des moyens de communication d'une autonomie renforcée, et résistant au séisme et inondation (cf. annexe « Organisation de crise EDF »),
- la création d'une Force d'Action Rapide du Nucléaire (FARN) (cf. Annexe « 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 le cadre de la mise en œuvre de la FARN, les éléments extérieurs projetés (personnels, matériels) ont vocation à permettre également, dans le domaine de la

lutte contre l'incendie, de renforcer et/ou de suppléer les moyens nécessaires à l'alimentation en eau des installations de protection (installations fixes).

- Ces moyens sont prioritairement mis en œuvre pour restaurer l'alimentation en eau des bâtiments de l'îlot nucléaire.

2.2.3 FONCTION DE SURETE INTEGRITE DU CONFINEMENT

2.2.3.1 Intégrité du confinement BR

Dans le cas d'une situation accidentelle résultant d'un séisme, et conduisant à la libération de substances radioactives dans le bâtiment réacteur, le maintien du confinement est assuré principalement par :

- **l'enceinte interne** : l'enceinte interne est réalisée en béton précontraint et dimensionnée pour le cumul du chargement associé au séisme SDD et du chargement associé à l'Accident de Perte de Réfrigérant Primaire suite à rupture complète d'une ligne principale du circuit (APRP de référence). Elle constitue une part essentielle de la troisième barrière de confinement radiologique de l'installation.
- **des systèmes d'isolement de l'enceinte et de confinement dynamique** : en cas de détection d'une anomalie associée à un risque de rejet radiologique (détection d'une activité élevée dans l'enceinte ou d'un niveau de pression élevé dans le circuit primaire), l'étanchéité des traversées de l'enceinte est assurée par la fermeture automatique des vannes d'isolement de l'enceinte. Un système de confinement dynamique permet également de collecter et filtrer la fuite éventuelle de l'enceinte interne dans l'espace situé entre les deux enceintes interne et externe, limitant en cela les rejets à l'extérieur. La totalité de ces systèmes est qualifiée au séisme.

Les méthodes d'analyse de robustesse sismique, usuellement utilisées au niveau international, considèrent que l'enceinte de confinement dispose d'une capacité sismique particulièrement élevée. Le cumul de chargements « SDD + APRP » utilisé pour le dimensionnement de l'enceinte interne, lié notamment au classement sismique et aux règles de conception et de fabrication, est particulièrement pénalisant et constitue à ce titre une source de marge importante. Le critère de vérification associé à cette combinaison de dimensionnement est le maintien d'une compression moyenne positive dans le béton de l'enceinte, ce qui implique un conservatisme très significatif vis-à-vis d'un critère de fissuration de l'ouvrage. Les analyses de robustesse menées sur les tranches ont confirmé cette robustesse et ont démontré des capacités largement supérieures à 1,5 SMS.

Les systèmes d'isolement de l'enceinte et de confinement dynamique présentent par nature une grande robustesse sismique car ils reposent sur des matériels eux-mêmes intrinsèquement robustes (cf § 2.2.1.3).

La robustesse du confinement du bâtiment réacteur en situation accidentelle peut ainsi être garantie pour des niveaux sismiques supérieurs à 1,5 fois le SMS.

2.2.3.2 Etat des lieux pour la piscine BK – Entreposage/Manutention combustible

L'installation de stockage du combustible en piscine permet d'entreposer le combustible usé sous eau jusqu'au moment de son évacuation hors de la centrale, ou le combustible neuf avant son chargement en cœur. Le combustible neuf est entreposé dans un râtelier de stockage à sec du combustible neuf, avant d'être

introduit dans le râtelier d'entreposage en piscine. Ce râtelier est situé dans le Bâtiment Combustible (BK), à côté de la piscine de désactivation.

Les râteliers de stockage du combustible neuf ou usagé sont conçus, pour rester intègres sans déformation sous séisme SDD. Cette intégrité permet de respecter l'intégrité de la gaine du combustible.

Les piscines de stockage du combustible usé, les peaux métalliques qui assurent leur étanchéité ainsi que les bâtiments combustible sont également dimensionnés au séisme (SDD), et conservent leur intégrité pour des températures d'eau en piscine de 100°C (état qui pourrait être atteint pour des situations de perte totale de refroidissement de la piscine).

Les capacités sismiques des structures du bâtiment combustible et des matériels participant à la fonction refroidissement de la piscine d'entreposage du combustible sont supérieures à 1,5 fois le SMS (cf. paragraphe 2.2.2.1).

ANNEXE 1

Classement au séisme des systèmes élémentaires (état VD2)

Système élémentaire	Classement sismique		Observations
	Partie mécanique	Partie électrique	
APG	Système de purge des générateurs de vapeur (GV)		
<ul style="list-style-type: none"> Des GV jusqu'aux premiers organes d'isolement extérieurs BR 	oui	Oui¹	1 : limité aux vannes d'isolement des lignes de purge (fermeture sur ordre de démarrage ASG)
ARE	Régulation du débit d'eau alimentaire		
Des clapets extérieurs BR jusqu'aux GV <ul style="list-style-type: none"> Lignes d'alimentation Mesures de niveau GV gamme étroite Mesures de niveau GV gamme large (mesures SPA) 	OUI S.O. S.O.	S.O. OUI OUI	
ASG	Système d'alimentation de secours des Générateurs de Vapeur		
Ensemble du circuit Sauf : <ul style="list-style-type: none"> Intérieur BR jusqu'aux premiers clapets extérieurs BR inclus Alimentation en vapeur des TPS jusqu'aux vannes de tête Bâche de stockage Réalimentation de la bâche ASG en gravitaire par SER Mesures de niveau et température bâche Mesures de débit d'alimentation des GV Poste de dégazage 	OUI OUI OUI OUI NON S.O. S.O. NON	OUI S.O. S.O. S.O. NON NON NON	
CFI	Filtration de l'eau de circulation (circuit ouvert)		
<ul style="list-style-type: none"> Filtres (tambours filtrants / filtres à chaîne) Dispositif de lavage des filtres¹ Dispositif d'entraînement en rotation petite vitesse des filtres 	OUI OUI OUI	S.O. OUI OUI	1 : limité à la rotation petite vitesse pour les tranches en circuit ouvert
DEG	Système de Production et distribution d'eau glacée de l'îlot nucléaire		
<ul style="list-style-type: none"> Traversées enceinte 	OUI	OUI	
DEL	Système de production et distribution d'eau glacée de la salle de commande		
<ul style="list-style-type: none"> Circuit Fréon et circuit eau Circuit d'air 	OUI OUI	OUI OUI	
DMK	Manutention dans le BK (P4)		
<ul style="list-style-type: none"> Pont lourd 	OUI	NON	
DMR	Manutention dans le BR		
<ul style="list-style-type: none"> Pont polaire 	OUI	NON	

Système élémentaire	Classement sismique		Observations	
	Partie mécanique	Partie électrique		
DSL	Eclairage de secours de la salle de commande			
	• Eclairage de sécurité	S.O.	OUI ¹	1 : éclairage ultime-secours (utilisé en condition H3)
DVC (inc)	Système de ventilation et conditionnement d'air de la salle de commande			
	• Centrale de ventilation • File de filtration iode de l'air extérieur	OUI OUI	OUI OUI	
DVE	Système de ventilation des entrepôts de câblage analogique			
	• Clapets coupe-feu nécessaires à la sectorisation de sûreté	OUI ¹	OUI ¹	1 : selon l'annexe B des directives incendie
DVF	Système d'extraction des fumées des locaux électriques			
	• Enveloppes mécaniques nécessaires à la sectorisation de sûreté en cas d'incendie	NON ¹	S.O.	1 : mais vérification au séisme suivant annexe B des Directives Incendie
DVG (inc)	Système de ventilation et conditionnement d'air des locaux des pompes alimentaires de secours			
	• Chauffage des locaux des pompes ASG	OUI ¹	NON	1 : aérothermes
DVH (inc)	Système de ventilation de secours et extraction des fumées des locaux des pompes de charge			
	• Ventilation de secours des locaux des pompes de charge RCV	OUI	OUI ¹	1 : demi Séisme Majoré de Sécurité (les pompes de charge peuvent fonctionner plusieurs heures sans ventilation)
DVK (inc)	Système de ventilation et conditionnement d'air du bâtiment combustible			
	• Extraction iode (petit débit)	OUI	OUI	
DVN (inc)	Système de ventilation et conditionnement d'air du bâtiment des auxiliaires nucléaires			
	• Cheminée du BAN	OUI	S.O.	
DVP	Système de ventilation et chauffage de la station de pompage			
	• Ventilation des moteurs des pompes SEC	OUI	OUI	
DVR (inc)	Système de conditionnement d'air des locaux électroniques			
	• Ventilation des locaux des groupes de protection (SPIN – SIP P – SIN P)	OUI	OUI	

(inc) : cette mention indique que les systèmes concernés participent à la sectorisation de sûreté en cas d'incendie, en complément des fonctions et des parties de système dont le classement et les exigences de sûreté sont explicités dans les tableaux. Les équipements correspondants sont IPS-NC, avec tenue au séisme au cas par cas, suivant l'annexe B des directives incendie.

Système élémentaire	Classement sismique		Observations
	Partie mécanique	Partie électrique	
DVS (inc)	Système de ventilation et conditionnement d'air des locaux du bâtiment des auxiliaires de sauvegarde		
	• Extraction et filtration iode des locaux RIS et EAS	OUI	OUI
DVZ (inc)	Système de ventilation des locaux électriques (train P4)		
		OUI	OUI ¹
EAS	Système d'aspersion d'eau dans l'enceinte de confinement		
	• Ensemble du système Sauf équipements ci-après :	OUI	OUI
	• Capteurs de débit d'aspersion	S.O.	NON
	• Matériels mobiles H4-U3	NON	NON
EAU	Instrumentation de l'enceinte (auscultation et mesures sismiques)		
	• Mesures sismiques	OUI	OUI
EBA	Système de ventilation de balayage à l'arrêt		
	• Traversées enceinte	OUI	OUI
EDE (inc)	Système de mise en dépression de l'espace entre enceintes		
	• Ensemble du système Sauf équipements ci-après :	OUI	OUI
	• Traversées enceinte externe du BR	OUI	S.O.
	• By-pass des files iode ¹	NON	NON
			1 : sauf les organes d'isolement (classés de sûreté)
EPP	Pressurisation des pénétrations de l'enceinte – Contrôle des fuites et des sas		
	• Traversées enceinte	OUI	OUI
ETY (inc)	Système de contrôle de la teneur en hydrogène dans l'enceinte de confinement après accident		
	• Brassage	OUI	OUI
	• Mini-balayage (partie extraction vers DVN uniquement)	OUI	NON
EVF	Système de ventilation et filtration interne		
	• Equipements nécessaires à la sectorisation de sûreté en cas d'incendie	OUI ¹	S.O.
			1 : selon annexe B des directives incendie
EVR	Système de ventilation continue du bâtiment réacteur		
	• Gaine du puits de cuve	OUI ¹	S.O.
			1 : en tant qu'agresseur potentiel d'équipements classés, la portion de circuit de reprise au sommet du dôme est également calculée au séisme
	• Registre de ventilation naturelle du puits de cuve ²	OUI	OUI
			2 : train P4

(inc) : cette mention indique que les systèmes concernés participent à la sectorisation de sûreté en cas d'incendie, en complément des fonctions et des parties de système dont le classement et les exigences de sûreté sont explicités dans les tableaux. Les équipements correspondants sont IPS-NC, avec tenue au séisme au cas par cas, suivant l'annexe B des directives incendie.

Système élémentaire	Classement sismique		Observations	
	Partie mécanique	Partie électrique		
GCT	Contournement vapeur de la turbine (y compris décharge à l'atmosphère)			
	• GCT atmosphère	OUI ¹	OUI	1 : sauf aval vannes réglantes de décharge à l'atmosphère
JDT	Détection incendie			
	Partie îlot nucléaire	S.O.	OUI ¹	1 : selon l'annexe B des directives incendie
JPD	Distribution d'eau incendie			
	<u>Train P4</u> • Production ¹ • Traversée enceinte • Distribution îlot nucléaire ¹	OUI ² OUI OUI ²	OUI ² OUI OUI ²	1 : équipements nécessaires à la sectorisation de sûreté incendie 2 : selon l'annexe B des directives incendie
JPI	Protection incendie de l'îlot nucléaire			
	• Reste du système ¹	OUI ²	OUI ²	1 : équipements nécessaires à la sectorisation de sûreté incendie 2 : selon annexe B des directives incendie
JPL	Protection incendie des locaux électriques			
	<u>Train P4</u> • Vannes du circuit de rinçage des rampes d'aspersion JPD, nécessaires à la sectorisation de sûreté	OUI ¹	S.O.	1 : selon annexe B des directives incendie
JPV	Protection incendie des diesels de secours			
	• Protection des groupes diesel et des bâches à fuel ¹	OUI ²	OUI ²	1 : équipements nécessaires à la sectorisation de sûreté incendie 2 : selon annexe B des directives incendie
KER	Recueil, contrôle et rejet des effluents liquides de l'îlot nucléaire			
	• Réservoirs de stockage (jusqu'au premier organe d'isolement) et dispositif d'isolement de la ligne de rejet	OUI	NON	
KPR	Panneau de repli			
	• Commutateurs d'isolement transfert SdC/PdR	S.O.	OUI	
KRA	Détection des risques d'anoxie			
	• Traversées enceinte	OUI	S.O.	
KRG	Régulation générale			
	• SIP Protection	S.O.	OUI	
KRT	Mesures de radioprotection			
	• Chaînes de débit de dose piscines BR et BK • Chaînes d'activité salle de commande • Chaînes d'activité des tuyauteries VVP (mesures SPA) • Chaînes d'activité des purges GV (mesures SPA) • Chaînes de débit de dose Gamma BR (mesures SPA)	S.O. S.O. S.O. S.O. S.O.	OUI OUI OUI OUI OUI	

Système élémentaire	Classement sismique		Observations	
	Partie mécanique	Partie électrique		
KSC	Salle de commande			
	S.O.	OUI		
LAA	Production et distribution 230 V continu (pour LNE-LNF)			
	S.O.	OUI		
LAE LAF	Production et distribution 230 V continu (pour LNG-LNH)			
	S.O.	OUI		
LBA à LBH	Production et distribution 125 V continu			
	<ul style="list-style-type: none"> LBA-LBB (125 V « équipements ») LBC-LBD (125 V « actionneurs ») LBE à LBH (125 V « protections réacteur ») 	S.O.	OUI	
		S.O.	OUI	
		S.O.	OUI	
LCA LCB	Production et distribution 48 V continu de relaiage			
	S.O.	OUI		
LDA LDC	Production et distribution 30 V (P4) / 28 V (P'4) continu de régulation			
	S.O.	OUI		
LHA LHB	Distribution 6,6 kV secours			
	S.O.	OUI		
LHP LHQ	Production 6,6 kV secours (Diesels : voie A – voie B)			
	<ul style="list-style-type: none"> Groupes électrogènes Ventilation des locaux électriques des groupes électrogènes (train P4) 	OUI	OUI	
		OUI	OUI	
LHT	Production 6,6 kV ultime secours (turbine à combustion : TAC)			
		NON	NON ¹	1 : sauf les liaisons électriques entre tranches d'une même paire qui sont classées au séisme (réalimentation d'un tableau secours de la tranche affectée par un des diesels de la tranche de la même paire en situation H3)
LLi	Distribution 380 V secours			
	S.O.	OUI		
LLS	Système de production 380 V ultime secours (turbo alternateur)			
	<ul style="list-style-type: none"> Piquage d'aspiration et retour purge sur ligne d'admission vapeur TPS/ASG Reste du système 	OUI	OUI ¹	1 : commande de la vanne d'admission vapeur ASG/LLS et de sa vanne de contournement
		OUI	OUI	
LNA à LNH	Production et distribution 220 V alternatif			
	<ul style="list-style-type: none"> LNA à LND (groupes de protection du réacteur) LNE-LNF LNG-LNH (Controbloc et radioprotection) 	S.O.	OUI	
		S.O.	OUI	
		S.O.	OUI	

Système élémentaire	Classement sismique		Observations
	Partie mécanique	Partie électrique	
PMC	Système de manutention du combustible		
<ul style="list-style-type: none"> • Pont passerelle • Machine de chargement • Dispositif de transfert • Reste du système 	<p>OUI</p> <p>OUI</p> <p>OUI</p> <p>NON ¹</p>	<p>NON</p> <p>NON</p> <p>NON</p> <p>NON</p>	<p>1 : les structures du pont auxiliaire et du descenseur sont toutefois calculées au séisme (risque d'agression d'assemblages de combustible irradié en cas de séisme)</p>
PTR	Système de traitement et refroidissement d'eau des piscines		
<ul style="list-style-type: none"> • Réservoir PTR • Traversées enceinte • Piscines BR et BK • Refroidissement des piscines 	<p>OUI</p> <p>OUI</p> <p>OUI</p> <p>OUI</p>	<p>OUI ¹</p> <p>S.O. ²</p> <p>S.O.</p> <p>OUI</p>	<p>1 : mesures de niveau (au titre du passage automatique en recirculation sur les puisards du BR)</p> <p>2 : organes d'isolement purement mécaniques</p>
RAZ	Système de stockage et distribution d'azote (besoins nucléaires)		
<ul style="list-style-type: none"> • Traversées enceinte 	<p>OUI</p>	<p>OUI</p>	

Système élémentaire		Classement sismique		Observations
		Partie mécanique	Partie électrique	
RCP	Circuit primaire			
	a) <u>Tuyauteries boucles et by-pass</u> <ul style="list-style-type: none"> • Ø supérieur à x^1 mm (jusqu'aux organes d'isolement) • Ø inférieur à x^1 mm (jusqu'aux organes d'isolement) • Instrumentation 	OUI	S.O. ²	1 : $x=$ 11,9 mm en phase liquide et 24,4 mm en phase vapeur
	b) <u>Cuve</u> <ul style="list-style-type: none"> • Corps et couvercle • Equipements internes • Mesure niveau cuve (mesure SPA) 	OUI	S.O.	2 : sauf les deux organes d'isolement des systèmes auxiliaires connectés au CPP (classés D) : cf. RCV et RRA
	c) <u>Générateurs de vapeur</u> <ul style="list-style-type: none"> • Enceinte primaire • Enceinte secondaire 	OUI	S.O.	3 : chaînes de protection uniquement : débit boucles, sondes de température boucles BF GE, sondes de température des by-pass BF et BC (protection + réserve)
	d) <u>Groupes motopompes primaires</u> <ul style="list-style-type: none"> • Volutes pompes • Ligne d'arbre • Instrumentation de mesure de vitesse des GMPP 	OUI	S.O.	4 : dispositif de pressurisation des lignes d'impulsion des capteurs de référence (voir aussi RIC)
	e) <u>Pressuriseur</u> <ul style="list-style-type: none"> • Enceinte sous pression • Soupapes de décharge et de sûreté • Chaufferettes TOR • Instrumentation 	OUI	S.O.	5 : uniquement les chaînes de protection (arrêt automatique du réacteur)
	f) <u>Commande des grappes (voir aussi RGL)</u> <ul style="list-style-type: none"> • Enceintes sous pression • Mécanismes de commande 	OUI	S.O.	6 : commande électrique (électro-aimants) et capteurs de déplacement
		S.O.	OUI	7 : chaînes de protection uniquement (niveau et pression pressuriseur)
		OUI	NON ⁸	8 : chute gravitaire par manque de tension
RCV	Système de contrôle chimique et volumétrique			
	• Traversées enceinte	OUI	OUI	

Système élémentaire		Classement sismique		Observations
		Partie mécanique	Partie électrique	
RCV (suite)	<ul style="list-style-type: none"> Parties du CPP (jusqu'au 2^{ème} organe d'isolement primaire inclus) Contrôle volumétrique Injection aux joints n° 1 des GMPP (IJPP) Files de filtration normale (filtres et déminéraliseurs) Aspersions auxiliaires du pressuriseur Borication en situation post-accidentelle³ Borication automatique (FBA) Pompe de test Purification à froid à grand débit 	OUI	OUI ¹	1 : vannes d'isolement du CPP
		OUI	OUI ²	2 : pompes de charge
		OUI	OUI	
		OUI	NON	
		OUI	NON	
		OUI	OUI	3 : borication directe et borication par la bache PTR
		OUI	NON	
		OUI	OUI	
		OUI	NON	
REA	Système d'appoint en eau et en bore			
	<ul style="list-style-type: none"> Traversée enceinte Appoint en acide borique 	OUI	OUI	1 : les équipements spécifiques à la FBA sont IPS-NC non classés au séisme : cf. RCV
		OUI	OUI ¹	
REN	Système d'échantillonnage nucléaire			
	<ul style="list-style-type: none"> Traversées enceinte Parties intérieures BR : <ul style="list-style-type: none"> Echantillonnage lignes décharge pressuriseur, réservoir décharge pressuriseur et réservoir RPE du BR Autres lignes Parties extérieures BR : <ul style="list-style-type: none"> Echantillonnage primaire Echantillonnage secondaire² Autres parties extérieures au BR véhiculant du fluide primaire non dégazé et des effluents gazeux 	OUI	OUI	
		NON	S.O.	
		OUI	S.O.	
		OUI ¹	NON	1 : jusqu'à l'organe de détente haute pression (IPS-NC non sismique au delà)
		OUI	OUI	2 : mesures KRT/REN/APG (mesures SPA)
		OUI	NON	
RGL	Système de commande des grappes			
	<ul style="list-style-type: none"> Mesures de position des grappes 	S.O.	OUI	

Système élémentaire		Classement sismique		Observations
		Partie mécanique	Partie électrique	
RIC	Instrumentation interne du coeur			
	<ul style="list-style-type: none"> • Tubes guide (de la cuve jusqu'aux vannes manuelles d'isolement incluses) • Buselures d'étanchéité et doigts de gants • Ebulliomètre et thermocouples associés¹ 	OUI	S.O.	1 : informations SPA (mesure de niveau cuve, T _{RIC} max et ΔTsat)
	<ul style="list-style-type: none"> • Buselures d'étanchéité et doigts de gants 	OUI	S.O.	
	<ul style="list-style-type: none"> • Ebulliomètre et thermocouples associés¹ 	S.O.	OUI	
RIS	Système d'injection de sécurité			
	<ul style="list-style-type: none"> • Ensemble du système sauf : • Lignes de remplissage des accumulateurs (extérieure BR) et de test des clapets² • Secours mutuel RIS-EAS (H4-U3) <ul style="list-style-type: none"> - Piquages sur tuyauteries RIS et EAS - Tuyauteries mobiles • Mesures de pression enceinte³ • Mesures de débit d'injection 	OUI	OUI ¹	1 : vannes réglantes ISBP « petite brèche » et fonction appoint auto PTB RRA classés IPS-NC non séisme 2 : sauf traversées enceinte (classées 2 / 1E) 3 : - chaînes de protection - mesures SPA
	<ul style="list-style-type: none"> • Lignes de remplissage des accumulateurs (extérieure BR) et de test des clapets² 	NON	S.O.	
	<ul style="list-style-type: none"> • Secours mutuel RIS-EAS (H4-U3) <ul style="list-style-type: none"> - Piquages sur tuyauteries RIS et EAS 	OUI	S.O.	
	<ul style="list-style-type: none"> • Secours mutuel RIS-EAS (H4-U3) <ul style="list-style-type: none"> - Tuyauteries mobiles 	NON	S.O.	
	<ul style="list-style-type: none"> • Mesures de pression enceinte³ 	S.O.	OUI	
RPE	Purges, événements, exhaures nucléaires			
	<ul style="list-style-type: none"> • Traversées enceinte • Liaison entre RPE, TEP et TEG (réseau des effluents gazeux hydrogénés) 	OUI	OUI	
	<ul style="list-style-type: none"> • Liaison entre RPE, TEP et TEG (réseau des effluents gazeux hydrogénés) 	OUI	NON	
RPN	Mesure de la puissance nucléaire			
	<ul style="list-style-type: none"> • Chaînes de protection 	S.O.	OUI	
	<ul style="list-style-type: none"> • Supports des détecteurs neutroniques 	OUI	S.O.	
RPR	Système de protection du réacteur			
		S.O.	OUI	
RRA	Système de refroidissement du réacteur à l'arrêt			
	<ul style="list-style-type: none"> • Ensemble du système 	OUI	OUI	
	Sauf :			
	<ul style="list-style-type: none"> • Liaisons RRA/PTR 	OUI	S.O.	
	<ul style="list-style-type: none"> • Mesures SPA de pression primaire 	S.O.	OUI	

Système élémentaire	Classement sismique		Observations	
	Partie mécanique	Partie électrique		
RRI	Système de réfrigération intermédiaire de l'îlot nucléaire			
	<ul style="list-style-type: none"> Traversées enceinte Motopompes Files des utilisateurs de sauvegarde (EAS, RIS et RRI) et de réfrigération du RRA Files des communs prioritaires (PTR, RCV, REN, GMPP) 	OUI OUI OUI OUI	OUI OUI OUI OUI ¹	1 : isolement parties sismiques / parties non sismiques
SAR	Distribution d'air comprimé de régulation			
	<ul style="list-style-type: none"> Traversée enceinte Réserves d'autonomie du BR (021-022 BA sur P4)¹ Réserves d'autonomie de la pince vapeur (031 à 034 BA)¹ Réserves d'autonomie des régulateurs des turbopompes ASG (830-831 BA)¹ 	OUI OUI OUI OUI	OUI S.O. S.O. S.O.	1 : et sous-circuits associés jusqu'aux clapets anti-retour inclus
SAT	Distribution d'air comprimé de travail			
	<ul style="list-style-type: none"> Traversée enceinte 	OUI	S.O.	
SEC	Système d'eau brute secourue			
	<ul style="list-style-type: none"> Circuit d'eau brute 	OUI	OUI	
SED	Distribution d'eau déminéralisée - partie réacteur			
	<ul style="list-style-type: none"> Traversée enceinte 	OUI	OUI	
SIR	Conditionnement chimique			
	<ul style="list-style-type: none"> Intérieur BR jusqu'à l'organe d'isolement extérieur BR 	OUI	OUI	
TEG	Traitement des effluents gazeux			
		OUI	OUI ¹	1 : contrôle-commande des actionneurs indispensables à la rétention des effluents gazeux
TEP	Traitement des effluents liquides primaires			
	<ul style="list-style-type: none"> Des réservoirs de tête jusqu'aux vannes en amont des filtres des files de décontamination 	OUI	NON	
TER	Réservoirs supplémentaires de santé			
	<ul style="list-style-type: none"> Réservoirs et vannes de pied 	OUI	NON	
VVP VPU	Circuit vapeur			
	<ul style="list-style-type: none"> Des GV aux vannes d'isolement vapeur¹ (VVP) 	OUI	OUI	1 : y compris by-pass des vannes d'isolement vapeur et piquage d'alimentation ASG/LLS

ANNEXE 2

Bâtiments dimensionnés au séisme (état VD2)

Nom du bâtiment	Dimensionné au Séisme (SDD)
Bâtiment Réacteur (BR)	
• Enceinte	OUI
• Structures internes	OUI
Bâtiment combustible (BK)	
Pince vapeur	OUI
Bâtiment des Auxiliaires Nucléaires (BAN)	
Bâtiment des Auxiliaires de Sauvegarde et des locaux électriques (BAS-BL)	
Bâtiments des groupes électrogènes (Diesels)	
Bâtiment du réservoir PTR	
Ouvrages nécessaires du circuit SEC	
<ul style="list-style-type: none"> • Station de pompage et tuyauteries associées • Prise d'eau • Berge de canaux • Galerie SEC jusqu'au bassin de rejet • Réfrigérants éventuels SEC 	OUI
Bâtiment d'exploitation (BW)	

RECS du CNPE de FLAMANVILLE 1-2

Chapitre 3

INONDATION

SOMMAIRE

3.1	DIMENSIONNEMENT DE L'INSTALLATION	3
3.1.1	INONDATION POUR LAQUELLE L'INSTALLATION EST DIMENSIONNEE.....	3
3.1.1.1	Méthodologie retenue pour évaluer l'inondation pour laquelle l'installation est dimensionnée	3
3.1.1.2	Caractéristiques de l'inondation prise en compte pour le dimensionnement.....	8
3.1.1.3	Aléas complémentaires et conjonctions d'aléas pris en compte dans l'évaluation du risque inondation	10
3.1.1.4	Conclusion sur l'adéquation de l'inondation pour laquelle l'installation est dimensionnée	14
3.1.2	DISPOSITIONS VISANT A PROTEGER L'INSTALLATION CONTRE CE NIVEAU D'INONDATION	14
3.1.2.1	Structures, systèmes et composants (SCC) nécessaires pour atteindre un état de repli sûr et censés rester disponibles après l'inondation.....	15
3.1.2.2	Principales dispositions de conception pour la protection contre l'inondation..	16
3.1.2.3	Principales dispositions d'exploitation	22
3.1.2.4	Autres effets de l'inondation pris en compte	23
3.1.3	CONFORMITE DE L'INSTALLATION PAR RAPPORT AU REFERENTIEL	27
3.1.3.1	Organisation générale de l'exploitant pour garantir la conformité.....	27
3.1.3.2	Organisation de l'exploitant pour les approvisionnements et équipements mobiles	28
3.1.3.3	Points à réexaminer au regard du référentiel de sûreté en vigueur et remise en conformité	28
3.1.3.4	Examen de conformité spécifique engagé par l'exploitant.....	28
3.2	EVALUATION DES MARGES	29
3.2.1	EVALUATION DES MARGES VIS-A-VIS DE L'INONDATION	29
3.2.2	MESURES DE PROTECTION SUPPLEMENTAIRES NECESSAIRES DANS LE CADRE DU DIMENSIONNEMENT EN FONCTION DU DELAI D'ALERTE	30
3.2.3	RECHERCHE D'EVENTUELS EFFETS FALAISE AU-DELA DU REFERENTIEL D'EXIGENCES REGLEMENTAIRES .	30
3.2.3.1	Identification des effets falaise induits par le risque inondation sur les tranches 1 et 2 de Flamanville	30
3.2.3.2	Robustesse de l'installation à des scénarios conduisant aux effets falaise	33
3.2.4	DISPOSITIONS POUVANT ETRE ENVISAGEES POUR RENFORCER LA ROBUSTESSE DE L'INSTALLATION : ..	38
3.2.4.1	Protection vis-à-vis d'une CMS majorée	38
3.2.4.2	Présence d'une lame d'eau sur la plate-forme de l'îlot nucléaire	38
3.2.5	MESURES COMPLEMENTAIRES DE PROTECTION ENVISAGEES	38

3.1 DIMENSIONNEMENT DE L'INSTALLATION

3.1.1 Inondation pour laquelle l'installation est dimensionnée

Avertissement : le présent paragraphe 3.1.1 décrit les hauteurs d'eau résultant des aléas pris en compte. Les conséquences éventuelles de ces hauteurs d'eau et les parades mises en place font l'objet du paragraphe suivant 3.1.2.

3.1.1.1 Méthodologie retenue pour évaluer l'inondation pour laquelle l'installation est dimensionnée

La méthodologie présentée dans ce paragraphe est applicable à l'ensemble du parc nucléaire exploité par EDF. Toutefois, certains phénomènes spécifiques aux sites en estuaire ou en rivière ne sont pas applicables au CNPE de Flamanville et ne seront donc pas repris ici.

Le référentiel présenté ci-après a été considéré satisfaisant par l'ASN à la suite du Groupe Permanent Réacteurs « inondation » de 2007. Ce référentiel comprend toutes les améliorations de sûreté issues des enseignements de l'inondation partielle du CNPE de Blayais survenue lors de la tempête de 1999. Les modifications correspondantes ont fait l'objet d'une intégration complète sur le site de Flamanville.

Dans le cadre des réexamens périodiques de sûreté des INB, démarche mise en place de longue date par EDF (voir chapitre 0 du présent document) et désormais relevant de l'article 29 de la loi « Transparence et Sécurité en matière Nucléaire », les référentiels et méthodologies de protection des centrales vis-à-vis du risque inondation sont amenés à évoluer, afin de prendre en compte l'amélioration des connaissances ainsi que le retour d'expérience Français et international.

Dans ce cadre d'amélioration continue de la sûreté, un projet d'évolutions futures du référentiel d'exigences figure dans un projet de guide ASN portant sur la protection des INB vis-à-vis du risque d'inondation, actuellement en cours d'instruction et de discussion avec les exploitants. Bien que ce projet ne figure pas dans les exigences réglementaires de dimensionnement actuellement en application, des éléments issus de ce projet de guide sont d'ores et déjà pris en compte dans le présent rapport, dans la partie relative aux situations « au delà du dimensionnement » (§ 3.2).

3.1.1.1.1 Aléas, conjonctions d'aléas et cumuls pris en compte

La RFS I.2.e datant de 1984 identifie cinq phénomènes susceptibles de conduire à l'inondation externe d'un site nucléaire :

- Crue marine pour le cas des sites côtiers : marée + surcote marine,
- Tsunami,
- Crue fluviale pour le cas des sites en bord de rivière (sans objet pour Flamanville),
- Crue en estuaire (combinaison des crues fluviale et marine) (sans objet pour Flamanville),
- Rupture de barrage en amont d'un site fluvial (sans objet pour Flamanville),

Suite à l'inondation partielle du CNPE de Blayais en 1999 (« REX Blayais »), une revue des causes potentielles d'inondation a été menée. Les règles et pratiques qui en découlent ont été examinées à deux reprises par le Groupe Permanent Réacteur Inondation, en 2001 et 2007. Elles ont reçu un avis favorable de l'ASN. Huit phénomènes complémentaires ont été ajoutés à la liste issue de la Règle Fondamentale de Sûreté (RFS) de 1984 :

- Houle sur les sites marins,
- Intumescence (manœuvre de vannes de barrages amont ou aval, de pompes CRF,...),
- Pluies brèves et de très forte Intensité,
- Pluies Régulières et Continues,
- Remontée de la Nappe Phréatique,
- Dégradation d'un Ouvrage de Canalisation des eaux (digues, talus),
- Rupture de Circuits et d'Equipements sur le site (réservoirs, bassin, circuit CRF),
- Influence du vent sur le fleuve (clapot) (sans objet pour Flamanville).

3.1.1.1.2 Caractérisation des aléas issus de la RFS 1.2.e (détermination de la CMS)

La Cote Majorée de Sécurité (CMS)

Elle est définie comme étant le niveau d'eau le plus élevé au voisinage immédiat du CNPE résultant de la caractérisation des aléas présentés ci-dessous.

Crue marine ou Crue Bord de Mer par Surcote (CBMS)

La CBMS correspond à une surcote millénale (borne supérieure de l'intervalle de confiance à 70%) associée à une marée théorique de coefficient 120.

La prise en compte de la borne supérieure de l'intervalle de confiance à 70% est demandée par la RFS 1.2e afin de tenir compte de l'incertitude liée à la taille de l'échantillon statistique disponible.

Crue en estuaire (Sans Objet pour Flamanville)

Crue fluviale (Sans Objet pour Flamanville)

Rupture ou Effacement de Barrage (REB) pour les sites fluviaux ou en estuaire (Sans Objet pour Flamanville)

Tsunami

Par application de la RFS 1.2.e, le phénomène d'inondation pouvant résulter d'un tsunami est pris en compte lors de la détermination de la surcote millénale.

Dans le cadre du projet « REX Blayais », cette démarche a été confirmée par une analyse qui écarte le risque Tsunami des phénomènes potentiels majeurs générateurs d'inondation côtière sur les sites nucléaires français.

Pour le site de Flamanville la prise en compte du phénomène de tsunami est développée au paragraphe 3.1.1.2.4.

3.1.1.1.3 Caractérisation des aléas complémentaires

Houle pour les sites marins (CBMH – Crue Bord de Mer par effet Houle)

La houle est caractérisée par la borne supérieure de l'intervalle de confiance à 70% de la houle centennale au large.

Influence du Vent sur le Fleuve ou clapot (IVF - Sans objet pour Flamanville)

Dégradation d'un Ouvrage de Canalisation des eaux (DOC)

La caractérisation de l'aléa DOC prend en compte la dégradation éventuelle d'un ouvrage proche du site dont la ligne d'eau est située à une cote plus élevée que la plate-forme dudit site.

Dans la pratique, les ouvrages concernés sont essentiellement :

- Les bassins réservoirs ou les retenues d'eau situées à l'aplomb du site.

Dans le cas des réservoirs, la non-remise en cause des conclusions de l'analyse de sûreté vis-à-vis des autres agressions externes compte tenu du comportement de ces ouvrages vis-à-vis des « cas de charge » correspondants est vérifiée. Les agressions externes prises en compte sont notamment les suivantes :

- Une agression externe de type « séisme »,
- Une agression externe de type « explosion ».

Par ailleurs ces ouvrages sont potentiellement sensibles à des phénomènes ou agressions spécifiques. Leur comportement est analysé vis-à-vis du cas de charge correspondant à une dégradation « hydraulique » par exemple par effet « renard » pour des digues en remblais, voire par érosion, par percolation ou Remontée de la Nappe Phréatique.

Intumescence (INT)

Le dysfonctionnement d'organes d'isolement situés sur le canal de force motrice d'une centrale hydroélectrique, voire le déclenchement intempestif complet de cette centrale ou encore l'arrêt des pompes de circulation en station de pompage peuvent provoquer des variations brutales du niveau d'eau susceptibles d'inonder certaines installations situées en amont (voire en aval).

Les scénarios d'études correspondant aux situations incidentelles pour les sites nucléaires susceptibles d'être impactés sont définis et le ou les scénario(s) enveloppe(s) est/sont retenu(s).

Pluies de Forte Intensité (PFI)

La démarche de caractérisation de l'aléa « Pluies de Forte Intensité » repose sur une période de retour centennale. La borne supérieure à 95% est considérée, de manière à couvrir des événements plus rares que centennaux.

La durée de pluie prise en compte est la durée la plus pénalisante vis-à-vis de la capacité du réseau à évacuer les quantités d'eau recueillies.

Pluies Régulières et Continues (PRC)

Les Pluies Régulières et Continues sont caractérisées de la même manière que les PFI, en utilisant les moyennes maximales centennales sur 24 heures (borne supérieure de l'intervalle de confiance à 95%).

Remontée de la Nappe Phréatique (NP)

La caractérisation de l'aléa NP peut se faire par l'évaluation à la fois du niveau d'eau dans la nappe et de la vitesse d'évolution.

En général, la crue fluviale, marine ou en estuaire est l'aléa qui conduit à l'impact le plus pénalisant sur la remontée du niveau d'eau dans la nappe. Au cas par cas et site par site, l'impact d'autres phénomènes (pluie par exemple) est analysé.

Rupture de Circuits et d'Equipements (RCE)

L'analyse des Ouvrages d'Appoint et de Rejet montre qu'une dégradation de ces ouvrages ou de leurs canalisations n'est pas susceptible de remettre en cause leur capacité d'évacuation et de conduire à des débordements, y compris en cas de séisme.

La configuration correspondant à la rupture partielle du circuit CRF en salle des machines est traitée en tant qu'inondation externe potentielle. Elle correspond à l'enveloppe du risque d'inondation en salle des machines. La caractérisation se fait sur la base de la quantité d'eau totale libérée par la rupture compte tenu du débit de brèche considéré jusqu'à l'annulation de celui-ci.

Concernant le niveau de mer à considérer dans le cas des circuits ouverts, l'aléa RCE est un aléa pris en compte de façon déterministe et il est considéré indépendant de tout autre aléa. Dans ce cas, le niveau amont à considérer est un niveau normal. Ce paramètre constitue un paramètre dominant pour lequel on choisit d'assurer un taux de couverture minimum de 95%.

En pratique, on retiendra le niveau de mer correspondant à une marée de coefficient 120 (cote de pleine mer).

3.1.1.1.4 Conjonctions d'aléas

3.1.1.1.4.1 Principes

Pour déterminer les conjonctions d'aléas à retenir, trois critères fondamentaux sont considérés :

- Critère n°1 : le niveau de dépendance des différents phénomènes,
- Critère n°2 : la fréquence d'occurrence en ordre de grandeur associée aux conjonctions.
- Critère n°3 : le risque potentiel associé aux différentes conjonctions (en termes de quantité, de débit et/ou de hauteur d'eau).

Critère n°1 : niveau de dépendance des phénomènes

Les principes suivants sont retenus :

- Les phénomènes présentant un niveau de dépendance avéré doivent être conjugués,
- Les phénomènes dont la dépendance ne peut pas être totalement exclue (même si elle est a priori faible) sont conjugués de manière conventionnelle.

Critère n°2 : ordre de grandeur des fréquences d'occurrence

La fréquence d'occurrence est estimée en ordre de grandeur de manière à permettre une comparaison qualitative des aléas. On considère que les conjonctions retenues doivent être telles que leur fréquence d'occurrence plausible reste, en ordre de grandeur, équivalente à celle implicitement admise pour la crue fluviale exceptionnelle (crue millénaire + 15%) définie dans la RFS I.2.e.

L'ordre de grandeur des fréquences d'occurrence des initiateurs et conjonctions se situe typiquement dans la fourchette 10^{-4} à 10^{-5} par an. Compte tenu des données disponibles, les incertitudes associées à ces valeurs peuvent toutefois être importantes, et des provisions ont été considérées à ce titre.

Critère n°3 : risques potentiels associés aux différents aléas ou conjonctions d'aléas

Tous les aléas caractérisés au § 3.1.1.1.2 ne présentent pas le même risque potentiel en termes d'inondation pour un site nucléaire donné.

Par exemple, un phénomène de pluie (type PFI) conduisant à la présence d'une hauteur d'eau maximale sur le site de 10 cm pendant une durée maximale d'une heure n'aura pas le même impact qu'un phénomène de crue fluviale exceptionnelle (de type CF) pouvant engendrer la présence d'une hauteur d'eau de 50 cm pendant 1 à 2 jours.

De même, certaines conjonctions d'aléas présentent des niveaux de risque potentiel très variable (en termes d'indisponibilité des systèmes et équipements nécessaires au retour et au maintien en état sûr).

En suivant cette logique (basée sur le diagramme de FARMER, permettant la hiérarchisation des risques selon le couple probabilité/gravité), on considère admissible d'accepter une fréquence d'occurrence plus forte pour un aléa ou une conjonction d'aléas donné dans la mesure où les risques potentiels associés sont plus faibles.

3.1.1.1.4.2 Conjonctions d'aléas retenues

En application des principes ci-dessus, les conjonctions d'aléas retenues au titre de la méthodologie « REX Blayais » sont les suivantes :

Les sites situés en bord de mer doivent être protégés vis-à-vis de la conjonction d'une crue exceptionnelle (CBMS au sens de la RFS) et d'une Houle centennale (CBMH).

L'aléa associé au phénomène de pluie de type "PRC." centennale doit être déterminé, pour les sites en bord de mer en considérant un niveau global de mer d'occurrence centennale (intégrant surcote et marée).

L'aléa associé au phénomène de pluie de type "PFI." centennale doit être déterminé pour les sites en bord de mer, en considérant un niveau de pleine mer de marée moyenne (coefficient 70).

L'aléa associé aux phénomènes d'intumescence ("INT") doit être déterminé en considérant les différentes situations de crue suivant les scénarios d'intumescence retenus.

Les aléas "DOC" et "RCE" sont caractérisés indépendamment de tout autre phénomène potentiel d'inondation

3.1.1.1.5 Risque d'inondation externe induite par un séisme

L'inondation externe induite par un séisme est prise en compte au travers de l'évaluation des conséquences de défaillances multiples de structures ou d'équipements non sismiques situés sur la plate-forme.

Le niveau de séisme pris en compte est le Séisme Majoré de Sécurité de site (SMS – voir paragraphe 2).

La démarche de vérification retenue considère que les matériels non calculés au séisme peuvent être défaillants et sont donc des agresseurs potentiels qu'il convient d'analyser même si dans les faits, ils ne pourraient pas être dégradés.

Pour l'analyse de vérification, l'installation est considérée dans un état initial non dégradé. Il n'est pas postulé de concomitance du séisme avec une condition incidentelle ou accidentelle indépendante, ni avec une agression interne ou externe indépendante.

L'analyse retient :

- Les tuyauteries non sismiques situées sur la plate-forme,
- Les capacités importantes non sismiques,
- Les tuyauteries non sismiques reliées aux bassins réservoirs. Conformément aux engagements d'EDF, ce point sera pris en compte lors du prochain réexamen de sûreté des sites concernés, il a toutefois été analysé au paragraphe 3.2.3.2,
- Les singularités associées.

Le cumul suivant est retenu : vidange de toutes les capacités (sauf justification particulière) + rupture de tous les compensateurs (sauf justification particulière, manchettes, soufflets) + fissure, sur une tuyauterie non sismique, la plus défavorable + rupture des structures agressées par des équipements non sismiques.

3.1.1.2 Caractéristiques de l'inondation prise en compte pour le dimensionnement

3.1.1.2.1 Référence du système de nivellement

Les cotes au droit du site de Flamanville sont exprimées selon le système du Nivellement Général de la France Normal (NGF N).

3.1.1.2.2 Niveau d'inondation retenu lors de la construction des tranches 1 et 2

Afin d'évaluer la Cote Majorée de Sécurité (CMS), la méthode utilisée a consisté à conjuguer les effets de la marée de coefficient 120 et de la surcote marine d'occurrence millénale (borne supérieure de l'intervalle de confiance retenu).

Lors de la conception de l'installation, l'estimation de la CMS a été réalisée par le Laboratoire National d'Hydrologie (LNH), à partir de données de 1978 et 1979.

Cette CMS estimée, qui a permis de dimensionner l'installation à l'inondation, se traduisait de la façon suivante :

Niveau de pleine mer (coefficient 120) (ancienne méthode SHOM)	5,70 m NGF N
Surcote millénale	1,80 m
Total	7,50 m NGF N

La CMS prise en compte lors de la conception des ouvrages était donc à 7,50 m NGF N. La plate-forme des tranches 1 et 2 et ses protections ont donc été calées en fonction de cette CMS en tenant compte d'une marge de sécurité importante :

La plate-forme accueillant toutes les installations, est calée à 12,40 m NGF N.

3.1.1.2.3 Réévaluation de la CMS en 2002 suite à l'affaire du REX Inondation Blayais

Le calcul de la surcote millénale sur le site de Flamanville et de son intervalle de confiance retenu, conformément à la RFS I.2.e, a été effectué sur la base :

- des mesures de niveaux à Saint-Servan de 1850 à 1944 (ensemble des mesures disponibles avant la construction de l'usine marémotrice de la Rance),
- des mesures de niveaux à Saint-Malo Port de 1986 à 2001.

La prise en compte des mesures à Saint-Servan et Saint-Malo plutôt qu'à Cherbourg se justifie par :

- L'orientation de la côte qui place Flamanville plutôt dans la même zone que Saint-Malo par rapport à Cherbourg (Flamanville et Saint-Malo appartiennent à la même zone de marée),
- Une longueur d'échantillonnage (nombre de données) plus importante à Saint-Servan et Saint-Malo qu'à Cherbourg,
- L'aspect sécuritaire : les surcotes observées à Saint-Servan et Saint-Malo sont plus importantes que celles observées à Cherbourg.

La borne supérieure de l'intervalle de confiance retenu est de 1,91 m.

Pour comparaison, la surcote historique est de 1,48 m et reste donc inférieure à l'estimation retenue de la borne supérieure de l'intervalle de confiance retenu (1,91 m).

Les conditions de marée astronomique pour le site de Flamanville, sont obtenues par la méthodologie développée par le S.H.O.M. (Service Hydrographique et Océanographique de la Marine). La cote de pleine mer maximale, dite « marée astronomique de coefficient 120 » est de **5,88 m NGF N**.

Par conséquent, la nouvelle estimation de la CMS de Flamanville est de :

Niveau de pleine mer coefficient 120	5,88 m NGF N
Surcote millénale (borne supérieure de l'intervalle de confiance retenu)	1,91 m
CBMS₂₀₀₂	7,79 m NGF N

La Cote Majorée de Sécurité pour les tranches 1 et 2 de Flamanville est donc aujourd'hui évaluée à 7,79 m NGF N. Ce niveau est retenu pour le dimensionnement des installations.

3.1.1.2.4 Prise en compte du phénomène de tsunami pour le site de Flamanville

Pour évaluer le risque d'inondation induit par un éventuel phénomène de Tsunami, EDF a réalisé en 2002 une étude visant à identifier les types de Tsunamis auxquels les côtes françaises pourraient être exposées. Les Tsunamis sismiques et ceux provoqués par des glissements de terrain ont été retenus.

Il résulte de cette étude que :

- Le risque de Tsunami engendré par un glissement de terrain est écarté pour le CNPE de Flamanville.
- L'activité sismique au large des côtes françaises étant faible, elle n'est pas susceptible d'induire des Tsunamis sismiques.
- Les Tsunamis issus de séismes lointains induiraient une élévation d'environ 2 m du niveau de la mer pour les sites en bord de Manche comme Flamanville.

Ces éléments ne remettent pas en cause la CMS déterminée en considérant la surcote millénaire.

Cette analyse a été confirmée par l'IRSN lors du Groupe Permanent Réacteur de 2007, qui a estimé à cette occasion que l'analyse complémentaire du risque de tsunami présentée par EDF montrait qu'il était pertinent de ne pas prendre en compte de manière plus spécifique que ne le préconise la méthodologie « REX Blayais » le phénomène de tsunami.

Cette position a été reprise à nouveau par l'ASN dans son projet de nouveau guide ASN, dans lequel elle estime que le risque de tsunami est a priori couvert par les situations de niveau marin et de vagues de référence.

3.1.1.3 Aléas complémentaires et conjonctions d'aléas pris en compte dans l'évaluation du risque inondation

La prise en compte sur les tranches 1 et 2 de Flamanville des différents aléas au titre de la démarche complémentaire est décrite ci-dessous. Cela concerne les aléas suivants :

- Crue Bord de Mer par effet Houle (CBMH),
- Nappe Phréatique (NP),
- Pluies de Forte Intensité (PFI), Pluies Régulières Continues (PRC),
- Intumescence (INT),
- Dégradation d'un Ouvrage de Canalisation des eaux (DOC),
- Rupture de Circuit ou d'Équipement (RCE),
- Inondation induite par un séisme.

Les conjonctions d'aléas mentionnés au paragraphe 3.1.1.1.4.2 sont directement traitées ci-après dans la caractérisation des aléas principaux.

Ce paragraphe présente les niveaux des différents aléas pour les tranches 1-2 de Flamanville. L'impact de ces aléas sur le dimensionnement de l'installation est présenté au paragraphe 3.1.2.2.

3.1.1.3.1 Aléa « Crue Bord de Mer par effet Houle » (CBMH) :

Cet aléa est caractérisé par la propagation d'une houle d'occurrence centennale au large, cumulée avec la CBMS (Crue Bord de Mer par Surcote).

Pour le CNPE de Flamanville, la valeur de dimensionnement pour la houle incidente est la borne supérieure de l'intervalle de confiance retenu de l'estimation statistique de la hauteur de houle significative centennale, soit $H_s = 9,3$ m (valeur au large obtenue après analyse statistique par la méthode du renouvellement (méthode statistique présentée dans la RFS I.2.e) des séries de mesures collectées).

Grâce aux effets d'atténuation liés à la présence des digues de protection du chenal d'aménée, l'agitation dans le chenal d'aménée d'eau, devant les ouvrages de prise d'eau de Flamanville 1-2, atteint au maximum une hauteur de crête de 0,58 m par rapport au niveau moyen de mer.

Cumulé à la CBMS (7,79 m), le niveau atteint par la crête des vagues au droit de la station de pompage de Flamanville 1-2 est alors estimé à 8,37 m NGF N.

3.1.1.3.2 Aléa « Nappe Phréatique » (NP)

Le site de Flamanville est implanté sur un massif granitique. La plate-forme est réalisée en partie par excavation de la falaise (zone des bâtiments réacteurs) et en partie en remblaiement sur la mer (zone salle des machines et stations de pompage)

Côté salle des machines et stations de pompage, le niveau de nappe phréatique est fortement lié au niveau de la mer, celui-ci est susceptible en cas de marée exceptionnelle, de remonter jusqu'au niveau 7,79 m NGF N, qui correspond à la CBMS des tranches 1-2.

Côté îlot nucléaire, le niveau de nappe est peu influencé par le niveau de mer. Le niveau moyen de la nappe phréatique est ainsi compris entre 4 m NGF N côté mer et 8 m NGF N côté terre.

En complément de la méthodologie présentée au paragraphe 3.1.1.1.4.2, l'impact des conjonctions suivantes :

1. pluie décennale avec la CBMS,
2. pluie centennale avec un niveau de pleine mer d'occurrence centennale (6,49 m NGF N),

sur le niveau de nappe phréatique est considéré.

Le niveau maximal de la nappe phréatique côté salles des machines et stations de pompage est obtenu pour la première conjonction (PRC 10 + CBMS) et atteint 7,97 m NGF N. Le niveau maximal de la nappe phréatique côté îlot nucléaire est obtenu pour la seconde conjonction (PRC 100 + niveau pleine mer d'occurrence centennale) et atteint 11,40 m NGF N.

Nota : l'effet d'une pluie de forte intensité (PFI) centennale est couvert par la pluie régulière et continue.

Le niveau maximal de nappe retenu pour Flamanville 1-2 est donc :

- 11,40 m NGF N (toit du granite) côté plate-forme de l'îlot nucléaire ;
- 7,97 m NGF N côté station de pompage.

3.1.1.3.3 Aléa « Pluies Forte Intensité, Pluies Régulières Continues » (PFI, PRC) :

Aléa PFI : Cet aléa se caractérise par des Pluies de Forte Intensité d'occurrence centennale (borne supérieure de l'intervalle de confiance retenu) d'une durée de 10 minutes cumulées à un niveau de pleine mer de marée moyenne (coefficient 70) soit 3,78 m NGF N.

L'intensité de la pluie est alors de 2,75 mm/min.

Aléa PRC : Cet aléa se caractérise par une pluie régulière et continue de 24 heures et d'occurrence centennale (borne supérieure de l'intervalle de confiance retenu) conjuguée à une cote de pleine mer d'occurrence centennale soit 6,49 m NGF N.

Pour Flamanville, l'intensité de la pluie est alors de 0,07 mm/min.

Aléa « CBMS + PRC 10 » : Cet aléa se caractérise par une pluie régulière et continue de 24 heures et d'occurrence décennale, conjuguée à une marée exceptionnelle (CBMS) soit 7,79 m NGF N.

Pour Flamanville, l'intensité de la pluie est alors de 0,05 mm/min.

3.1.1.3.4 Aléa « Intumescence » (INT) :

L'aléa « intumescence » est caractérisé comme un risque d'inondation provoqué par des variations brutales du niveau d'eau. Le site de Flamanville étant situé en bordure de Manche, l'arrêt brutal simultané des pompes de circulation CRF en station de pompage tranches 1-2 peut provoquer une intumescence maximale.

Pour la tranche 2 de Flamanville, ce scénario est examiné en considérant un niveau de la Manche (et dans le chenal de prise d'eau) correspondant à la CBMS (7,79 m NGF N).

Après calcul et pour ce scénario, la hauteur de l'intumescence sera donc de l'ordre de 0,11 m. Le niveau maximal d'eau atteint sur le front de la station de pompage en cas d'arrêt brutal des pompes en condition de marée exceptionnelle, est donc de 7,90 m NGF N.

3.1.1.3.5 Aléa « Dégradation d'un Ouvrage de Canalisation des eaux (DOC) :

Les seuls ouvrages du site de Flamanville à considérer au titre de l'aléa « DOC » sont les deux bassins d'eau douce (SEA – d'une capacité d'environ 150 000 m³), qui sont situés au Sud du site, à 65 m environ au-dessus de la plate-forme (77 m NGF N).

L'étude de l'aléa " DOC " pour le site de Flamanville consiste à évaluer le risque d'inondation du site suite à une dégradation de ces bassins pour les trois cas de charge suivants :

- Séisme de dimensionnement de l'installation,
- Explosion d'hydrocarbures,
- Dégradation hydraulique par effet renard.

Cet aléa sur le site de Flamanville n'engendre pas un risque d'inondation significatif pour les installations (voir § 3.1.2.2.2.6).

3.1.1.3.6 Aléa « Rupture de Circuits ou d'Equipements » (RCE) :

L'aléa RCE est caractérisé en estimant la quantité d'eau totale libérée sur la base d'un débit maximal à la brèche du circuit CRF (circuit de l'installation présentant le débit le plus élevé), sur n'importe quelle singularité en Salle des Machines.

Rupture en salle des machines tranches 1 ou 2

Pour les tranches 1-2 de Flamanville, le scénario le plus pénalisant concerne la rupture multiple, sous l'effet d'un incendie, de soufflets CRF en amont du condenseur (sur le palier P4, le circuit d'huile susceptible de provoquer un incendie au niveau des soufflets est situé côté « entrée condenseur »).

Les hypothèses considérées sont :

- un débit de fuite égal à deux fois le débit nominal d'une pompe CRF, soit $43,1 \text{ m}^3/\text{s}$
- un délai forfaitaire d'arrêt complet des pompes CRF de 21 min, soit 1 min pour le temps d'apparition des alarmes permettant de détecter la fuite et 20 min pour le temps d'isolement après alarme.

Par ailleurs, afin de prendre en compte la présence des matériels dans les zones inondées (tuyauteries, câbles...), une minoration de 10 % de la surface d'étalement est prise en compte.

La rupture CRF est, en outre, cumulée avec un niveau de la Manche correspondant à la cote de pleine mer de marée de coefficient 120, soit 5,88 m NGF N.

Le volume d'eau déversé pendant la fuite en Salle Des Machines tranche 1 ou 2 est alors de $54\,300 \text{ m}^3$.

L'eau se répand, via les galeries mécaniques inter-tranches, dans les sous-sols des salles des machines des tranches 1 et 2, et reste contenue dans ce périmètre.

Rupture en salle des machines tranche 3 (impact sur les tranches 1 et 2)

Le présent rapport concerne l'état des tranches 1 et 2 au 30/06/2011, l'impact du fonctionnement de la tranche 3 (en cours de construction) n'est pas à considérer pour cet aléa. Cependant, l'impact de la tranche 3 sur les tranches 1 et 2 de Flamanville sera présenté dans le cadre de l'évaluation complémentaire de sûreté de Flamanville 3.

3.1.1.3.7 Aléa « Inondation externe induite par un séisme » :

L'étude de cet aléa consiste à évaluer l'impact vis-à-vis des installations Importantes Pour la Sûreté (IPS) de la dégradation d'ouvrages d'eau non sismiques situés sur les plates-formes du site, après un séisme.

Dans le cas de Flamanville, les seuls ouvrages d'eau non sismiques sont les bâches d'eau déminéralisée SER et SED situées sur la plate-forme de l'îlot nucléaire.

Le volume total déversé par les réservoirs SER et SED sur la plate-forme de l'îlot nucléaire est estimé à $5\,150 \text{ m}^3$, correspondant à une bache SED (800 m^3) pleine et deux baches SER ($4\,350 \text{ m}^3$ chacune) remplies à moitié. Ce volume est réparti dans sa totalité sur la plate-forme des îlots nucléaires.

Conformément aux engagements pris par EDF, les cas de charge correspondant à :

- la vidange complète des réservoirs SED/SER remplis à leur capacité maximale,
- la dégradation des canalisations reliées aux bassins réservoirs,

seront pris en compte lors du prochain réexamen de sûreté. Ces points ont toutefois été analysés respectivement aux paragraphes 4.2 et 3.2.3.2.1.

3.1.1.3.8 Conjonction de plus de deux aléas :

Le référentiel précise quelles sont les conjonctions d'aléas à considérer (cf. § 3.1.1.1.4.2). Dans le cas général, les conjonctions de plus de deux aléas sont couvertes par les vérifications des conjonctions indiquées dans le référentiel.

Toutefois, dans les cas particuliers où les impacts des aléas concernent les mêmes zones ou les mêmes dispositifs de protection, les conjonctions de plus de deux aléas doivent être considérées au cas par cas.

La conjonction [CBMS + PRC décennale + nappe phréatique] est étudiée pour les tranches 1 et 2 de Flamanville car elle concerne les locaux à protéger sous la plateforme du site. Elle permet de déterminer le niveau de la nappe phréatique maximal atteint sur le site. Ses conséquences sont étudiées dans le § 3.1.2.2.3.

Le site de Flamanville n'est pas soumis à une autre conjonction de plus de deux aléas.

3.1.1.4 Conclusion sur l'adéquation de l'inondation pour laquelle l'installation est dimensionnée

La Côte Majorée de Sécurité (CMS) définie pour les tranches 1 et 2 de Flamanville a été calculée selon la méthodologie actuellement en vigueur pour les centrales nucléaires françaises, découlant de la RFS I.2.e. Elle résulte de la conjugaison des effets de la marée de coefficient 120 et de la surcote millénaire (en considérant la borne supérieure de l'intervalle de confiance retenu).

La Cote Majorée de Sécurité pour les tranches 1 et 2 de Flamanville est donc aujourd'hui évaluée à 7,79 m NGF N.

Dans le cadre du retour d'expérience lié à l'inondation du site du Blayais en 1999, des aléas complémentaires ont été considérés, conformément à la méthodologie présentée au § 3.1.1.1.

Les résultats des études de l'ensemble des aléas sont pris en compte dans le dimensionnement actuel de l'installation et des dispositifs de protection contre l'inondation externe.

Le niveau d'inondation pour lequel les tranches 1 et 2 sont dimensionnées (7,79 m NGF N) est adéquat et conforme au référentiel en vigueur.

3.1.2 Dispositions visant à protéger l'installation contre ce niveau d'inondation

La démarche de protection des installations décrite ci-après concerne le premier niveau de la défense en profondeur, elle vise à protéger l'ensemble des fonctions de sûreté nécessaires pour assurer le repli et le maintien des réacteurs à l'état sûr.

3.1.2.1 Structures, systèmes et composants (SCC) nécessaires pour atteindre un état de repli sûr et censés rester disponibles après l'inondation

Compte-tenu des mesures prises à la conception sur les systèmes classés de sûreté, aucun des initiateurs d'accidents de catégories 3 et 4 à considérer au titre de la démonstration de sûreté ne peut résulter des inondations à prendre en compte au titre de la Règle Fondamentale de Sûreté 1.2.e.

Dans le cadre du projet « REX Inondation Blayais », il a été mené une analyse de sûreté permettant d'établir la liste des systèmes et équipements nécessaires pour rejoindre un état sûr.

Cette analyse est basée sur les hypothèses suivantes :

- Le phénomène d'inondation n'est cumulé ni avec une autre agression externe (séisme indépendant, grand froid...) ni avec une autre agression interne (incendie, ...),
- L'inondation externe n'est pas cumulée avec un accident de catégorie 3 ou 4 (cf ci-dessus),
- Certains phénomènes d'inondation pouvant conduire à la perte des alimentations électriques externes, l'évènement MDTE (Manque De Tension Extérieure) est postulé,
- Les systèmes et équipements nécessaires en situation de type H1 (perte totale de la source froide) sont à protéger des phénomènes d'inondation si ceux-ci sont susceptibles d'entraîner une situation H1.

Nota : Sur les tranches 1 et 2 de Flamanville, les aléas d'inondation considérés dans le dimensionnement ne sont pas susceptibles de conduire à la perte de la source froide (voir § 3.1.2.2.1.2). La protection des matériels intervenants spécifiquement dans cette situation n'est pas strictement requise (dispositif d'appoint de secours à la piscine combustible en particulier). Elle est néanmoins assurée au titre de la défense en profondeur.

Il en ressort que les systèmes et équipements de sûreté strictement nécessaires à l'atteinte et au maintien dans un état sûr sont les suivants :

Systèmes strictement nécessaires pour la sûreté	Fonction assurée
LHP/LHQ	Alimentation électrique de secours des auxiliaires de sûreté.
GCTa	Groupe Contournement Turbine à l'atmosphère
ASG	Alimentation de Secours des Générateurs de vapeur (en eau)
Moyen de ré-alimentation de la bache ASG (via bache SER)	Moyen de ré-alimentation de la bache ASG
EAS	Aspersion, re-circulation de l'aspersion
RCV	Circuit de contrôle volumétrique et chimique
Bache PTR	Traitement et réfrigération des piscines

Systèmes strictement nécessaires pour la sûreté	Fonction assurée
RIS	Injection de sécurité (au niveau réacteur)
RRM	Refroidissement des mécanismes de grappe
Chaufferettes pressuriseur	Contrôle pression du circuit primaire
RRA	Réfrigération du Réacteur à l'Arrêt
RRI/SEC	Réfrigération intermédiaire et eau brute secourue, qui assure le refroidissement du RRI
CFI (Filtration SEC)	Circuit de filtration de l'eau brute (SEC)
Pompes PTR	Traitement et réfrigération des piscines
JPD	Appoint de secours à la piscine BK

A ces systèmes, il convient d'ajouter l'ensemble des systèmes supports permettant d'en assurer le fonctionnement (tableaux électriques et contrôle-commande) ainsi que certains systèmes de conditionnement ou de ventilation.

La perte totale des alimentations électriques internes et externes n'est pas postulée étant donné que les diesels de secours sont protégés de l'inondation.

La perte totale d'eau alimentaire des Générateurs de Vapeur n'est pas prise en compte dans la mesure où les équipements du système ASG sont protégés de l'inondation.

EDF a vérifié en plus la protection des locaux de crise et en particulier les locaux abritant les fonctions de regroupement des postes de commande en cas de crise ou d'accident nucléaire : locaux du Plan d'Urgence Interne (PUI) dans le Bloc De Sécurité (BDS).

Ces locaux ont été conçus sur le palier 1300 MW en l'absence d'exigence relative à l'inondation.

Néanmoins, pour les tranches 1 et 2 de Flamanville, les fonctionnalités du BDS, situé sur la falaise à environ 70 m NGF N, ne sont pas impactées par les aléas décrits dans le § 3.1.1.

3.1.2.2 Principales dispositions de conception pour la protection contre l'inondation

L'ensemble des altimétries et des cotes des aléas est présenté à la Figure 3.1.

3.1.2.2.1 Dispositions de protection contre les aléas découlant de la RFS I.2.e

Les dispositions de conception prises pour prévenir les effets d'une CBMS (CMS de niveau 7,79 m NGF N) sont décrites ci-dessous.

3.1.2.2.1.1 Protection des bâtiments de l'îlot nucléaire

Les bâtiments de l'îlot nucléaire sont implantés sur la plate-forme (12,40 m NGF N) dont le niveau est supérieur de plus de 4 m à la CMS.

Les groupes électrogènes de secours sont implantés sur la plate-forme de l'îlot nucléaire.

Dans ces conditions, le simple calage des installations à ces niveaux constitue une ligne de défense suffisante et permet de prévenir tout risque d'inondation en cas d'aléa CBMS.

3.1.2.2.1.2 Dispositions pour assurer la permanence de la station de pompage

Equipements de la station de pompage :

La cote de la plate-forme des stations de pompage et de leurs accès sont respectivement de 12,39 m NGF N et 12,38 m NGF N après tassement. Elle est donc supérieure à la cote d'eau atteinte au droit de cet ouvrage en situation de CBMS (cote estimée à 7,79 m NGF N).

Les locaux où sont situés les grilles, dégrilleurs et tambours filtrants sont reliés directement à la mer par les prises d'eau. Le niveau d'eau dans ces locaux peut donc atteindre le niveau de la CMS (7,79 m NGF N).

Les locaux de la station de pompage qui ne sont pas reliés directement à la mer par les prises d'eau (à savoir les puits SEC, les locaux CRF, les locaux matériel de lavage et les locaux d'alimentation électrique des matériels CFI) ont été intégrés dans le périmètre de la protection volumétrique qui, dans le cas de Flamanville, a été défini jusqu'aux niveaux :

- 8,31 m NGF N pour la partie en interface avec le chenal d'amenée ;
- 11 m NGF N pour la partie en interface avec le bassin de rejet (niveau d'eau atteint dans le bassin en cas de CBMS) ;
- 12,40 m NGF N (niveau plate-forme) pour les voiles en interface avec la plate-forme du site

La seule possibilité de passage de l'eau entre la zone des locaux reliés à la mer et les locaux inclus dans la protection volumétrique est située au niveau de la trémie de passage de l'arbre d'entraînement du tambour filtrant. Le niveau bas de cette trémie est calé à 8,17 m NGF N, soit 38 cm au-dessus du niveau de la CMS. Cette trémie étant située sur le périmètre de la Protection Volumétrique (8,31 m NGF N), l'étanchéité est assurée par une tôle de fermeture contrôlée périodiquement. Cette trémie ne représente pas un passage d'eau vers les locaux Importants Pour la Sécurité. Aucun by-pass à la protection volumétrique n'a été détecté en station de pompage.

Fonctions du système de filtration de l'eau brute

Les moteurs d'entraînement des tambours filtrants ont été intégrés dans le périmètre de la protection volumétrique. La rotation des tambours filtrants est donc assurée en situation de Crue Bord de Mer par Surcote (CBMS).

La rampe de lavage du tambour filtrant la plus basse est située au niveau 8,29 m NGF N. Le lavage des tambours filtrants est donc assuré en situation de CBMS.

De même, les armoires d'instrumentation du système CFI, situées au niveau 9,15 m NGF N, et les armoires d'alimentation électrique de ce système, situées au niveau 7,53 m NGF N mais dans le périmètre de la protection volumétrique, restent opérationnelles en cas de CMS.

Les eaux de lavage CFI sont récupérées dans une fosse puis rejetées par pompage vers le bassin de rejet. Le niveau d'eau dans le bassin de rejet en cas de CMS (10,35 m NGF N au maximum) étant inférieur au niveau de l'exutoire de la tuyauterie de rejet CFI dans le bassin de rejet (11,47 m NGF N après tassement), il ne peut y avoir de retour d'eau dans la goulotte d'évacuation des eaux de lavage des tambours filtrants.

La goulotte d'évacuation des eaux de lavage est implantée aux niveaux suivants : fond de la goulotte à 7,89 m NGF N et arase supérieure à 9,15 m NGF N. L'évacuation des eaux de lavage n'est donc pas perturbée en situation de CBMS.

Par conséquent, la fonctionnalité de la filtration du système SEC est assurée en situation de Crue Bord de Mer par Surcote.

3.1.2.2.2 Dispositions de protection contre les aléas complémentaires

3.1.2.2.2.1 Généralités concernant la Protection Volumétrique (PV)

La protection volumétrique inclut l'ensemble des éléments en infrastructures formant l'enveloppe externe (radier, voile...) des bâtiments ou des locaux contenant les matériels nécessaires au repli et au maintien à l'état sûr des réacteurs en cas d'inondation externe.

Le périmètre de la protection volumétrique des tranches 1 et 2 de Flamanville comprend :

- l'îlot nucléaire, dont :
 - le Bâtiment Réacteur (BR),
 - le Bâtiment Combustible (BK),
 - le Bâtiment des Auxiliaires Nucléaires (BAN), hors BAN C,
 - le Bâtiment Electrique et des Auxiliaires de Sauvegarde (BAS-BL),
 - le Bâtiment de liaison (BW), hors bâche incendie,
- le Bâtiment de la bâche PTR,
- les diesels de secours,
- la station de pompage (équipements du système SEC ainsi que filtration, ventilation et pompes CRF),
- les galeries SEC.

Ce périmètre protège les locaux contenant les matériels nécessaires à l'atteinte et au maintien d'un état de repli sûr en cas d'inondation externe. La protection volumétrique en station de pompage est réalisée jusqu'aux niveaux indiqués au paragraphe 3.1.2.2.1.2.

La protection volumétrique de l'îlot nucléaire est réalisée jusqu'au niveau de la plateforme soit 12,40 m NGF N.

Le risque de by-pass de la protection volumétrique a été étudié, aucun by-pass n'a été constaté.

3.1.2.2.2 Aléa Houle

Les conséquences de la houle sont évaluées vis-à-vis des volumes de franchissement déversés sur la plate-forme par les vagues, et de la stabilité des ouvrages de protection.

Le site, et particulièrement les stations de pompage, sont protégés de l'influence directe de la houle par une digue de protection qui délimite par ailleurs le chenal d'amenée d'eau de refroidissement.

Le niveau du fond du chenal côté site est calé à -9,00 m NGF N. Le sous-bassement de la digue est constitué de terrain naturel (granite ou cornéennes) jusqu'à -6 m NGF N environ, puis de remblais au dessus. Ces remblais sont protégés côté mer par des enrochements et des blocs cubiques rainurés (BCR).

La crête de la digue est calée à 12,40 m NGF N. Elle est rehaussée, coté mer, par un mur de couronnement sur lequel viennent s'appuyer des blocs cubiques rainurés (BCR) de protection qui dépassent le niveau d'arase du mur. Le niveau de protection est calé à environ 17,15 m NGF N.

Des études ont été menées afin d'étudier la stabilité de cet ouvrage de protection vis-à-vis des effets de la houle (aléa CBMH) cumulée à une situation de CMS. Il en résulte que des dégradations locales (chute de quelques blocs d'enrochement) peuvent avoir lieu mais sans impacter la tenue structurelle de la digue.

Cette dégradation est susceptible de réduire le débit du chenal d'amenée d'un maximum de 50% du débit nécessaire pour le fonctionnement en puissance des tranches 1 et 2.

Dans ces conditions, la sécurisation de la source froide est mise en œuvre sur prévision météorologique (voir § 3.1.2.3). Elle consiste à arrêter préventivement la moitié des pompes CRF, action intégrée à la Règle Particulière de Conduite (RPC) inondation.

Cette action permet de garantir des débits suffisants pour les systèmes de sûreté (circuit SEC).

Par ailleurs, la houle dans le chenal d'amenée, disparaît au passage des pertuis d'entrée d'eau de la station de pompage : elle n'impacte donc pas les cellules des tambours filtrants à l'intérieur de la station de pompage. Elle n'est pas susceptible d'entraîner une inondation dans les locaux protégés par la protection volumétrique.

3.1.2.2.3 Aléa Nappe Phréatique

Compte-tenu des niveaux de nappe mentionnés au paragraphe 3.1.1.3.2, la protection volumétrique garantit l'absence d'inondation dans les locaux à protéger.

3.1.2.2.4 Aléas Pluies (PFI et PRC)

L'examen du réseau d'évacuation des eaux pluviales (système SEO) de Flamanville a permis de montrer que la capacité du réseau était suffisante pour évacuer une pluie de forte intensité d'occurrence centennale (PFI). L'intensité des PFI (2,75 mm/min) est inférieure à l'intensité de dimensionnement du réseau (6,48 mm/min).

Les Pluies Régulières et Continues (PRC) ne sont pas, de par la conception du réseau, dimensionnantes. Seul un exutoire est partiellement noyé lors d'une pleine mer d'occurrence centennale. Etant donné les très faibles débits engendrés par une PRC centennale (0,07 mm/min), ainsi que le calage de la plate-forme (12,40 m NGF N), cette pluie n'est pas de nature à provoquer des débordements sur la plate-forme des tranches 1-2. Le réseau SEO est bien dimensionné pour évacuer les débits occasionnés par une pluie régulière et continue.

Par ailleurs, l'impact d'une Pluie Régulière et Continue décennale combinée avec la CBMS induit une mise en charge partielle de certaines conduites mais n'occasionne aucun débordement.

3.1.2.2.2.5 Aléa Intumescence

Dans le chenal d'amenée, Le niveau maximal atteint sur le front de la station de pompage (et dans la cellule des filtres) en cas d'arrêt brutal des pompes CRF en condition de CMS est de 7,90 m NGF N.

Les voiles en contact direct avec la vague d'intumescence sont situés sur le périmètre de la protection volumétrique des stations de pompage. Après prise en compte des tassements, les niveaux de la protection volumétrique restent supérieurs à celui atteint en cas d'intumescence. Cet aléa ne provoque donc pas de débordement d'eau vers les locaux des pompes et des puits SEC de la station de pompage et n'impacte pas les rampes de lavage du tambour filtrant.

Par ailleurs, la vague d'intumescence n'a par ailleurs pas d'impact sur la fonction d'évacuation des eaux de lavage des tambours filtrants.

L'écart entre le niveau de la plate-forme des îlots nucléaires (12,40 m NGF N) et le niveau atteint suite à l'intumescence (7,90 m NGF N) est de 4,50 m. Par conséquent, il n'y a pas de risque de débordement sur la plate-forme en cas de cumul de la CMS et d'une vague d'intumescence.

En conclusion, cet aléa n'impacte pas les matériels importants pour la sûreté (IPS) à protéger de l'inondation.

3.1.2.2.2.6 Aléa DOC

Le risque de dégradation des bassins SEA pour les cas de charges séisme, explosion d'hydrocarbures et dégradation hydraulique par effet renard a été analysé :

- Séisme : l'étude de stabilité au séisme conclut que les bassins sont stables sous les sollicitations du séisme majoré de sécurité retenu pour les tranches 1 et 2 de Flamanville.
- Explosion externe : compte tenu de la localisation du site et de son environnement (environnement industriel et voies de communication), ce risque est écarté.
- Dégradation hydraulique par effet renard : l'étanchéité des bassins est assurée par un revêtement bitumineux renforcé en 2001 par une membrane PVC, le risque est donc écarté.

En conclusion, l'aléa DOC sur le site de Flamanville n'engendre pas de risque d'inondation pour les installations.

3.1.2.2.2.7 Aléa RCE

Le volume d'eau déversé en cas de rupture multiple des soufflets CRF amont condenseur est de 54 300 m³.

La capacité de stockage des salles des machines 1-2 et des galeries techniques en dessous de la plate-forme du site est évaluée à 85 470 m³ (à Flamanville 1-2, le niveau 0,00 m des salles des machines est calé à 7,50 m NGF N).

Nota : le volume de stockage de la salle des machines tranche 3 n'est pas considéré car cette dernière, bien que construite au 30/06/2011, est reliée à la SDM tranche 2 par une galerie actuellement obstruée. La capacité de stockage de Flamanville 3 n'est donc pas valorisable.

Compte tenu de la mise en place de la protection volumétrique des îlots nucléaires jusqu'au niveau de la plate-forme (12,40 m NGF N) et de l'obturation des galeries mécaniques situées entre les salles des machines et les voies A des stations de pompage, aucune entrée d'eau dans les bâtiments contenant des matériels nécessaires à l'atteinte et au maintien d'un état de repli sûr ne peut se produire.

La tenue des galeries SEC 1-2 à la charge d'eau est vérifiée.

L'aléa RCE coté tranches 1-2 n'a donc pas d'impact sur les matériels Importants Pour la Sûreté du site de Flamanville (toutes tranches confondues).

3.1.2.2.2.8 Aléa inondation induite par un séisme

L'aléa considère le déversement sur la plateforme de l'eau contenue dans les réservoirs non sismiques SED/SER.

La surface d'étalement de l'eau est limitée à l'Est par la falaise, au Sud par la route d'accès aux tranches 1 & 2 et au Nord par la route d'accès à la future tranche 3. A l'Ouest, la surface d'étalement est limitée par le chenal d'amenée.

Le niveau d'eau atteint sur les voiries de la plate-forme du site est de 12,38 m NGF N (niveau établi en divisant le volume total déversé par la surface totale d'étalement dans les voiries des tranches 1, 2 et 3) soit :

- 4 cm au-dessus du seuil d'accès à l'îlot nucléaire présentant l'altimétrie la plus basse (à savoir 12,34 m NGF N, mesuré par relevé topographique en 2000). L'aléa conduit à des infiltrations très limitées dans ces bâtiments, sans impact sur les matériels assurant des fonctions de sûreté
- au niveau du seuil d'accès à la station de pompage présentant l'altimétrie la plus basse (à savoir 12,34 m NGF N, mesuré par relevé topographique en 2000) Le risque d'entrée d'eau en station de pompage est donc écarté.
- 2 cm sous le seuil d'accès aux locaux diesels LHP/LHQ présentant l'altimétrie la plus basse (à savoir 12,40 m NGF N). Le risque d'entrée d'eau dans les locaux LHP/LHQ est donc écarté à la suite d'un séisme.

Le niveau d'eau sur la plate-forme après séisme n'a aucun impact sur les matériels importants pour la sûreté faisant l'objet d'exigences de tenue sismique.

3.1.2.3 Principales dispositions d'exploitation

3.1.2.3.1 Généralités

Les dispositions d'exploitation développées visent à :

1. garantir les lignes de défenses passives (surveillance et entretien des protections périphériques, volumétriques et mobiles),
2. garantir l'autonomie de site (approvisionnement de consommables, augmentation des capacités de stockage, gréement d'une base vie...),
3. sécuriser les installations (renforcement des sources électriques, des sources froides, mise à l'arrêt des tranches...).

Les dispositions d'exploitation prévues au titre du risque d'inondations externes sur les CNPE du parc EDF reposent sur :

- des études de conception définissant des vulnérabilités et des protections et actions à mettre en place ;
- des dispositions organisationnelles pour la préparation et la gestion de crise à l'échelle d'un site ;
- des procédures d'exploitation réalisant la déclinaison en prescriptions et modes opératoires des résultats des notes de conception et d'étude.

Les dispositions d'exploitation sont adaptées selon la nature des vulnérabilités du site.

Pour les tranches 1-2 de Flamanville, les dispositions se traduisent par :

- Un système de veille et d'alerte basé sur :
 - la prévision des phénomènes météorologiques susceptibles de conduire à une inondation (crues, pluies...) ou sur l'alerte associée à la rupture d'un ouvrage de retenue en amont du site ;
 - la définition de 4 niveaux de surveillance et d'action, fonction de l'imminence ou du caractère avéré de l'événement ;
- Une Règle Particulière de Conduite Inondation (RPC Inondation) qui décrit l'ensemble des actions du domaine d'exploitation normale à mettre en œuvre en cas d'inondation (phases de crue et de décrue) et dont l'objectif est de réaliser les actions d'exploitation nécessaires à la protection des tranches ainsi que de préparer leur éventuel passage en état de repli.
- Une Procédure Locale (déclinée depuis la Règle Particulière de Conduite Inondation ou autre) permettant de réaliser :
 - la mise en œuvre dans des délais compatibles avec l'imminence du risque, des moyens de protection valorisés dans les études de conception,
 - la mise en œuvre des actions visant à anticiper et préparer un éventuel isolement du site,
 - les actions visant à placer les réacteurs dans un état favorable, vis-à-vis de la sûreté des installations et de la sécurité des personnes ;

Une organisation de crise permettant le gréement et la coordination des moyens humains et matériels, et la gestion de la communication externe (Annexe Organisation de Crise EDF).

3.1.2.3.2 Evènements redoutés pour les tranches 1 et 2 de Flamanville

Vis-à-vis du risque d'inondation externe, les événements redoutés potentiels d'un CNPE sont :

- l'isolement du site,
- et/ou la perte des sources électriques externes,
- et/ou la perte de la station de pompage,
- et/ou l'inondation de la plate-forme du site.

Pour le site de Flamanville, les études menées dans le cadre des hypothèses de dimensionnement font apparaître que les risques de perte des sources électriques externes, d'isolement et d'inondation de la plate-forme du site sont écartés (cf. 3.1.2.4.1, 3.1.2.2.1.2 et 3.1.2.4.3).

3.1.2.3.3 Dispositions d'exploitation

3.1.2.3.3.1 Système d'Alerte

Le système d'alerte de Flamanville repose sur des prévisions de hauteur de houle en fonction de la distance au CNPE. Il fait l'objet d'une convention avec Météo-France afin de disposer de ces prévisions dans un délai minimum de 24 heures.

3.1.2.3.3.2 Actions d'exploitation (Règle Particulière de Conduite et Procédures locales associée)

La RPC inondation et les Procédures locales qui en découlent utilisent le découpage du système d'alerte (4 phases). Elles permettent la mise en place des manœuvres d'exploitation avant le passage des tranches en état de repli :

- phase veille : état permanent de l'installation, surveillance des paramètres météorologique et hydrologiques
- phase vigilance : début de l'application de la RPC inondation, surveillance renforcée, anticipation de certaines actions d'approvisionnement.
- Phase pré-alerte : INFRA-PUI (organisation de crise locale sans appel aux pouvoirs publics et à l'assistance nationale), pré-lignages de certains systèmes, mise en place de protections sur le site (batardeaux, moyens mobiles...), gestion du repli et mise de l'installation dans un état sûr.
- Phase alerte : sans objet pour Flamanville 1-2.

3.1.2.4 Autres effets de l'inondation pris en compte

3.1.2.4.1 Perte des alimentations électriques externes

La perte des alimentations électriques externes est analysée dans le cas d'une marée exceptionnelle de coefficient 120 combinée à la surcote d'occurrence millénaire (CMS à 7,79 m NGF N).

Les alimentations électriques externes du site de Flamanville sont constituées par :

- les plates-formes des transformateurs : Principal, de soutirage et auxiliaire ;
- la plate-forme aérosouterraine (intermédiaire entre le TA et le poste 400 kV) ;
- le plate-forme 400 kV d'interconnexion de Manuel ;

Les altimétries des différentes plates-formes et leur disponibilité en cas de CMS sont les suivantes :

Plate-forme	Altimétrie (m NGF N)	Disponibilité en cas de CBMS
Transformateurs principaux de soutirage et auxiliaire	12,40	OUI
Plate-forme aérosouterraine	12,40	OUI
Poste 400 kV de Manuel (à 25 km)	50,00	OUI

Compte tenu de la CMS considérée (7,79 m NGF N), le cumul d'un Manque De Tension Externe (MDTE) avec une inondation externe n'est pas à considérer. Compte-tenu de la CMS considérée (7,79 m NGF N), le cumul d'un Manque De Tension Externe (MDTE) avec une inondation externe n'est pas à considérer. La disponibilité des postes et des plates-formes électriques est conservée en cas de crue de niveau CMS.

Le cumul « tempête » avec une marée exceptionnelle peut conduire à un MDTE de site par chute de lignes de transport, d'une durée maximale de 5 jours (délai de rétablissement des principales lignes de transport par RTE). Cependant, le site n'étant pas isolé, les voies d'accès au CNPE de Flamanville sont disponibles, et permettent le cas échéant la livraison de combustible pour les groupes électrogènes de secours LHP/LHQ.

Par conséquent, la gestion de la durée du MDTE en termes d'autonomie du site ne pose pas de problème en cas de cumul « tempête et marée exceptionnelle ».

3.1.2.4.2 Perte de la prise d'eau

Effets des colmatants et des débris charriés par le milieu marin

Les fonctionnalités de la source froide et en particulier les systèmes de filtration peuvent potentiellement être affectés par des phénomènes induits par l'inondation, du type arrivée massive de colmatants et de débris.

Les stations de pompage de Flamanville sont protégées vis-à-vis de ce type d'agression au travers des lignes de défense suivantes (chaîne de filtration) :

- Dans chaque pertuis d'entrée d'eau de la station de pompage, des grilles de pré-filtration (barreaux espacés selon un pas de 50mm) évitent la pénétration de gros corps flottants dans les cellules des tambours filtrants et permettent de se prémunir du risque de détérioration des tamis des tambours filtrants. Ces grilles de pré-filtration sont équipées de dégrilleurs automatiques qui relèvent les éventuels débris et les envoient, via une goulotte d'évacuation, dans une benne de récupération.
- La mise en rotation des tambours filtrants associée au système de lavage et d'évacuation des débris assure leur nettoyage en continu.
- En cas d'arrivée massive de colmatants non compensée par le système de nettoyage, les tambours filtrants sont protégés par automatisme : une perte de charge élevée aux bornes du tambour provoque le déclenchement automatique des pompes CRF aspirant en aval.

La diminution du débit induite par le déclenchement de la pompe CRF (facteur 20 environ) permet alors :

- de réduire de manière significative la perte de charge aux bornes des éléments filtrants pour garantir leur intégrité ainsi que de réduire le flux d'arrivée de débris,
- de protéger les pompes de sûreté du système SEC d'un niveau bas à l'aspiration et d'assurer leur alimentation pérenne, compte-tenu du surdimensionnement des tambours filtrants par rapport au seul débit SEC.

En conclusion, les équipements de la station de pompage sont protégés vis-à-vis des effets des débris et colmatants potentiellement charriés par le milieu marin en situation d'inondation jusqu'au niveau de mer correspondant à la CMS.

Effets de nappes d'hydrocarbures sur la station de pompage :

Pour un CNPE en bord de mer comme Flamanville, l'initiateur susceptible de provoquer un cumul des aléas « inondation » et « nappe d'hydrocarbures » serait un naufrage provoqué par une tempête en lien avec un phénomène de crue côtière. Il faut toutefois souligner que compte-tenu du délai induit par le temps de cheminement de la nappe vers le site, la présence d'hydrocarbure serait postérieure au phénomène de niveau de mer élevé induit par la tempête.

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, en intégrant des données relatives :

- au trafic sur les routes maritimes proches des sites,
- à l'accidentologie des navires d'hydrocarbures,
- à la direction et à la vitesse des vents,
- à la courantologie dans l'environnement du CNPE.

Cette étude évalue la probabilité d'arrivée d'une nappe issue d'un accident à 2.10^{-3} /an pour le CNPE de Flamanville.

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'amenée.

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 préfectures 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.

La doctrine d'exploitation « gestion du risque hydrocarbure pour les CNPE bord de mer » définit deux zones d'observations pour le site de Flamanville :

- Zone 1, délimitée par un rectangle de 49 km de profondeur et 90 km de large (dont 45 km au nord de la prise d'eau et 45 km au sud)
- Zone 2, délimitée par un rectangle de 17 km de profondeur et 27 km de large (dont 15 km au nord de la prise d'eau et 12 km au sud)

L'entrée d'une nappe d'hydrocarbures dans ces zones induit l'application par l'exploitant d'actions de prévention graduées visant à s'assurer de la disponibilité des moyens de protection, de préparer le repli des tranches et de gréer si nécessaire le plan d'urgence interne.

En présence avérée d'une nappe dans le chenal d'amenée, les dispositions suivantes permettent d'éviter ou de limiter la pollution des circuits :

- 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 appelé au seul débit SEC requis pour le refroidissement des auxiliaires de sûreté.
- Les filtres (maille 3 mm) et leurs dispositifs de lavage, permettent également de limiter les hydrocarbures.

En complément, des essais menés sur boucle expérimentale au CEA ont montré qu'une pollution jusqu'à 1% en volume du circuit SEC était sans impact sur la capacité des échangeurs RRI/SEC et ont confirmé l'efficacité des produits de nettoyage des échangeurs à disposition sur les sites. L'instrumentation du circuit SEC et en particulier les mesures de débit restent opérationnels jusqu'à 10% d'hydrocarbures.

L'ensemble de ces dispositions permet d'écarter le risque de perte totale de la source froide induit par la conjonction d'une dérive de nappe d'hydrocarbure avec un phénomène de crue côtière associée à une tempête.

3.1.2.4.3 Situation à l'extérieur de l'installation, y compris empêchement ou retard d'accès du personnel ou du matériel au site

Compte-tenu du niveau de la voie d'accès au site (accès depuis la falaise), il n'y a pas de risque d'isolement du site en situation d'inondation.

3.1.3 Conformité de l'installation par rapport au référentiel

3.1.3.1 Organisation générale de l'exploitant pour garantir la conformité

Vis-à-vis du risque inondation, la garantie de conformité au référentiel de conception repose sur des exigences à respecter en exploitation :

- identification exhaustive pour chaque site des équipements contribuant à la protection, valorisés dans les études de conception. Certains de ces équipements faisant à ce titre l'objet d'un classement IPS-NC ;
- mise en place d'une surveillance périodique de tous ces équipements, au travers d'essais périodiques ou de visites dans le cadre des programmes de maintenance préventive ;
- mise en place d'un document prescriptif de surveillance et de gestion de la protection volumétrique.

L'organisation qualité du site permet d'attester de l'application effective de ces dispositions.

Pour le site de Flamanville, les exigences de suivi périodique des équipements contribuant à la protection vis-à-vis du risque inondation sont explicitées dans le tableau ci-dessous:

Dispositif	Typologie des contrôles périodiques réalisés
PV (Protection Volumétrique)	Vérification périodique de l'état des éléments de la Protection Volumétrique, de façon à avoir connaissance des éventuelles pertes d'étanchéité de la PV (engendrées par une activité, par exemple)
	Contrôle visuel en local de la protection volumétrique (voiles et éléments) réalisé, au moment du redémarrage de la tranche, après son arrêt pour rechargement.
Tôle de fermeture sous arbre moteur des Tambours Filtrants	A chaque contrôle complet du tambour filtrant, dépose des tôles pour permettre l'expertise du tambour filtrant. Repose des tôles en fin d'expertise, garniture d'étanchéité refaite à neuf et contrôle d'étanchéité des tôles. Ces tôles participent à la Protection Volumétrique de la station de pompage. A ce titre, un contrôle visuel d'étanchéité en local est réalisé à chaque redémarrage après arrêt pour rechargement.
Digues de protection du chenal de prise d'eau	Vérification de l'intégrité des digues de protection et de leur tenue dans le temps par examen visuel et contrôle topographique.
Réseau SEO d'eaux pluviales	Entretien et nettoyage des réseaux SEO (PBMP en cours de déclinaison sur le CNPE, à échéance du 30/09/2011)

Dispositif	Typologie des contrôles périodiques réalisés
Capteurs de niveaux Très Haut fosse condenseur et alarme SEK071SN	Contrôle visuel ainsi que test de fonctionnement par basculement capteur SEK071SN
Fonction d'exhaure locaux SEC	Contrôle de bon fonctionnement des pompes (par mise en service), des capteurs et alarmes associés Visite d'entretien
Pompes mobiles	Contrôle de bon fonctionnement des pompes (par mise en service)-(mise en place des contrôles périodiques en cours, à échéance du 30/09/2011) Défense en profondeur

3.1.3.2 Organisation de l'exploitant pour les approvisionnements et équipements mobiles

Tous les matériels mobiles de protection contre l'inondation (type pompes ou groupe électrogène) sont disponibles sur la plateforme du site. Ces matériels sont protégés des effets de l'inondation.

3.1.3.3 Points à réexaminer au regard du référentiel de sûreté en vigueur et remise en conformité

EDF a mis en place une politique de traitement de ces points (désignés parfois sous le vocable "écarts") agréée avec l'ASN (cf. § 0.3).

Il n'y a pas de point à réexaminer en lien avec le risque inondation externe sur les tranches 1-2 de Flamanville.

3.1.3.4 Examen de conformité spécifique engagé par l'exploitant

Suite à l'accident survenu à la centrale de Fukushima, le site a engagé une revue de fiabilité spécifique conforme au SOER* 2011-2 émis par WANO*.

Le périmètre couvert englobait les thèmes : Séisme, Inondation, Incendie (les systèmes JPi), source froide, accidents graves, systèmes de Sauvegarde (ASG, RIS, EAS, ETY, EDE (1300/1400), Sources électriques et fonctions supports (RRA, RRI, SEC, LHi, GEV (TS), LGR (TA), LLS, DVC, DVS).

Cette revue sur le thème inondation n'a mis en évidence aucun constat pour le site.

* SOER : Significant Operating Experience Report (rapport significatif d'expérience en exploitation émis par l'association WANO)

* WANO : World Association of Nuclear Operators

3.2 EVALUATION DES MARGES

Sur le volet inondation, la démarche d'évaluation des marges menée par EDF consiste à :

- présenter les marges disponibles vis-à-vis du risque d'inondation compte-tenu des mesures de protections mises en oeuvre,
- identifier les effets falaise potentiellement générés par la submersion des matériels assurant des fonctions de sûreté,
- identifier des scénarios « au-delà du dimensionnement » susceptibles de conduire à ces effets et caractériser leur vraisemblance par avis d'ingénieur, en valorisant les marges disponibles au vu de la conception actuelle.
- pour chaque effet falaise associé à des scénarios initiateurs jugés plausibles (bien qu'au-delà du dimensionnement), proposer des dispositions complémentaires visant à accroître la robustesse des installations (études, modifications, dispositions d'exploitation).

3.2.1 Evaluation des marges vis-à-vis de l'inondation

Le tableau ci-après présente, pour les différents aléas considérés au titre du référentiel inondation externe, les marges disponibles entre le niveau d'inondation atteint et le dimensionnement des protections.

Aléa considéré	Marges disponibles (en m)			Principales dispositions de protection
	Inondation Station de Pompage (H1)	Inondation plate-forme TS/TA (MDTE)	Inondation plate-forme îlot nucléaire (H3)	
CBMS (CMS)	0,51	TS/TA : 4,61 Poste 400 kV : hors champ d'inondation	4,61	- Calage de la plate-forme - Protection volumétrique en SDP
CBMH	4,03 par rapport à la PF S.O. à l'intérieur de la SDP*	4,03	4,03	- Digue de protection - Conception SDP - Calage de la plate-forme *les effets de houle disparaissent au passage dans les pertuis de prise d'eau
INT	0,40	4,5	4,5	- calage de la plate-forme - protection volumétrique en SDP

Aléa considéré	Marges disponibles (en m)			Principales dispositions de protection
	Inondation Station de Pompage (H1)	Inondation plate-forme TS/TA (MDTE)	Inondation plate-forme îlot nucléaire (H3)	
NP	4,43*	1,0**	1,0**	- protection volumétrique * en SDP, niveau maxi nappe = 7,97 m NGF N ** sur IN, niveau maximal nappe = 11,40 m NGF N
PFI / PRC	S.O.			- dimensionnement du réseau SEO garantissant l'évacuation des pluies
DOC	S.O.			Risque écarté
RCE	Marge sur la capacité de stockage de l'eau déversée : 13 000 m ³			- protection volumétrique IN - obturation galeries mécaniques entre SDM et SDP - volume de la SDM - alarmes détection fuite CRF
Séisme	0*	0,02	0** entrée d'eau limitée dans un bâtiment	* seuil le plus bas SDP 12,38 m NGF N ** seuil le plus bas diesels 12,34 m NGF N - calage PF diesels et transformateurs

3.2.2 Mesures de protection supplémentaires nécessaires dans le cadre du dimensionnement en fonction du délai d'alerte

Dans le cadre du dimensionnement actuel, aucune disposition de protection supplémentaire n'est nécessaire sur les tranches 1-2 de Flamanville.

3.2.3 Recherche d'éventuels effets falaise au-delà du référentiel d'exigences réglementaires

3.2.3.1 Identification des effets falaise induits par le risque inondation sur les tranches 1 et 2 de Flamanville

La démarche d'évaluation complémentaire de sûreté conduit à analyser trois types d'effets falaise potentiellement induits par une inondation :

- Inondation provoquant la perte de la source froide des tranches 1-2 (situation dite H1 des tranches 1-2), initiée par une montée du niveau des eaux conduisant successivement à la perte du système de filtration d'eau brute puis à la submersion des pompes du circuit d'eau brute secourue SEC.

- Inondation provoquant une situation de perte des alimentations électriques externes (MDTE), initiée par la présence d'une « lame » d'eau sur la plate-forme des transformateurs de soutirage et auxiliaires.
- Inondation provoquant une situation de perte totale des sources électriques (H3) associée à la perte éventuelle de systèmes de sauvegarde des réacteurs. Ce type d'effet serait initié par la présence d'une lame d'eau sur la plateforme (PF) de l'îlot nucléaire.

Ces effets sont schématisés sur la figure suivante pour les réacteurs des tranches 1-2 de Flamanville.

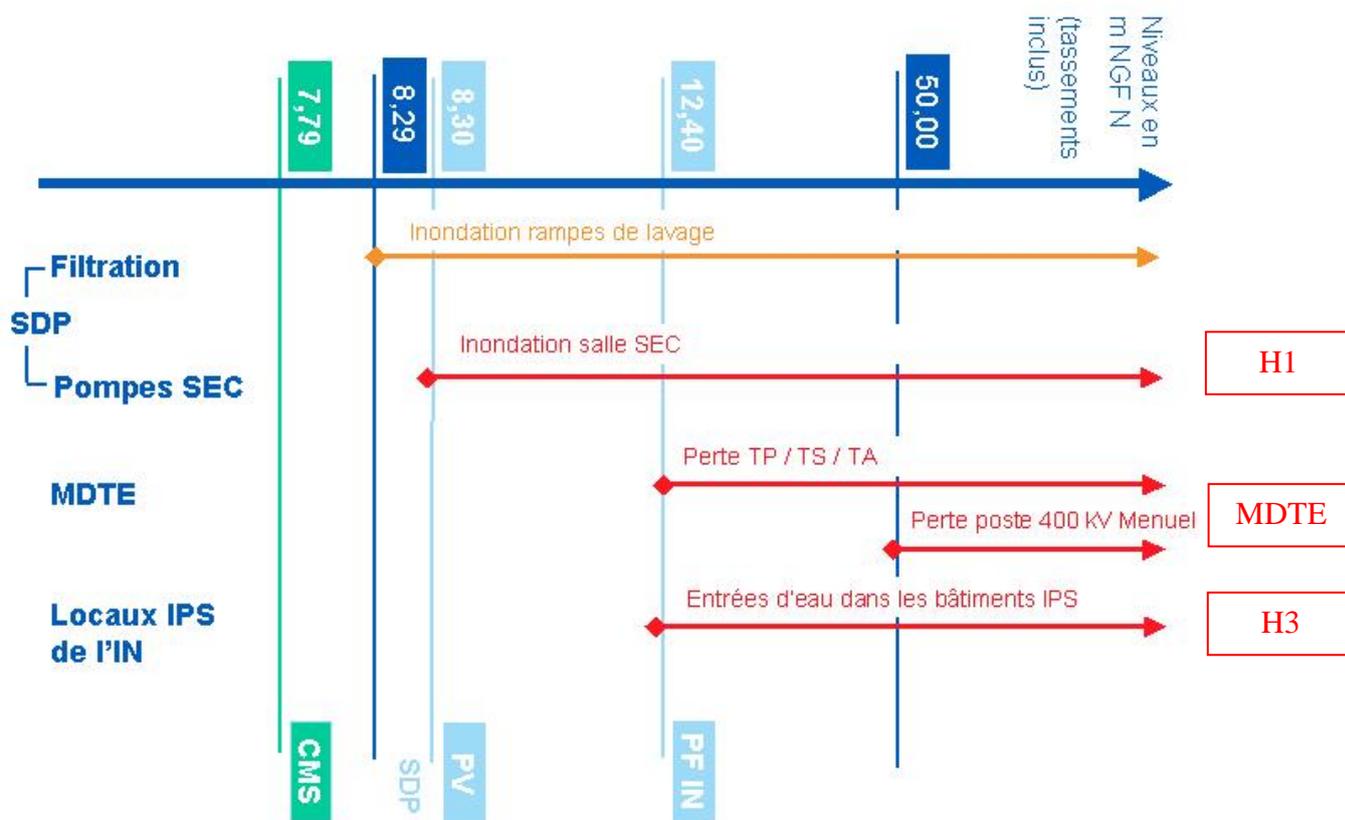


Figure 3.2.3.1.1 - Arbre d'évènement de Flamanville - "Effets falaise" induits par l'inondation

3.2.3.1.1 Inondation provoquant la perte de la source froide

Effet d'une montée du niveau de la mer sur le système de filtration d'eau brute CFI

Au-delà de la cote majorée de sécurité, la montée du niveau conduit à l'immersion des rampes de lavage des tambours filtrants (8,29 m NGF N). Dans ces conditions, le lavage des tamis n'est plus assuré, mais le dispositif de suivi de perte de charge des tambours reste opérationnel (jusqu'à 9,15 m NGF N).

Les pompes CRF non liées à la sûreté sont arrêtées (Arrêt manuel préventif ou arrêt automatique sur détection d'une perte de charge élevée aux bornes des tambours filtrants), ce qui laisse toute la capacité de filtration pour les seuls besoins du circuit SEC (le débit d'une pompe CRF est de l'ordre de 20 m³/s à comparer à celui d'une pompe SEC de l'ordre de 1m³/s).

Par ailleurs, l'ensemble des matériels de filtration est intègre et redevient fonctionnel lorsque le niveau diminue sous l'effet de la marée.

Au-delà d'un niveau correspondant à la protection volumétrique (8,30 m NGF N), les moteurs d'entraînement des filtres peuvent être noyés, ce qui implique une indisponibilité durable de certains dispositifs du système de filtration (rotation, lavage).

Cet état affecte la capacité de filtration sans toutefois conduire de manière certaine à la perte de la fonction. En effet, la filtration du faible débit de sûreté requis resterait potentiellement assurée de manière passive.

Risque d'inondation des salles des pompes SEC

La protection volumétrique a fait l'objet d'une vérification d'étanchéité jusqu'au niveau 8,30 m NGF N. Au-dessus de ce niveau, le risque d'infiltration d'eau dans les salles SEC est avéré.

Dans un tel cas, l'infiltration de quantités d'eau importantes vers les salles SEC (situées en sous-sol de la station de pompage) conduit à l'indisponibilité généralisée des pompes d'alimentation en eau brute de refroidissement et donc à une situation de perte totale de la source froide de site, l'ensemble des réacteurs étant potentiellement concernés.

Cette situation peut être durable compte-tenu des dégradations engendrées par l'inondation sur les pompes et leurs moteurs d'entraînement.

La conduite et l'autonomie des tranches 1 et 2 de Flamanville (avant endommagement du combustible) dans la situation de perte totale de la source froide de site sont présentées dans le chapitre 5 du présent rapport.

3.2.3.1.2 Inondation provoquant une perte des alimentations électriques externes

Cette situation découle de l'un au moins de ces éléments :

- Perte de tous les postes électriques externes (départ des lignes haute tension) par submersion des matériels. Ce scénario peut impacter directement tout un site (sauf mesures palliatives particulières).
- Perte des transformateurs assurant l'alimentation des auxiliaires de sûreté par le réseau externe (qui se trouvent à l'intérieur du site) :
 - directement en sortie d'unité de production (Transformateurs Principaux TP et de Soutirage TS),
 - Transformateurs Auxiliaires TA (circuit d'alimentation dissocié de celui des TP et TS),
 - Perte de la plate-forme aérosouterraine.

Ces matériels sont perdus par submersion. Si les transformateurs à l'intérieur du site possèdent des altimétries de vulnérabilité différentes, toutes les unités de production peuvent ne pas être impactées au même niveau d'eau.

Le poste RTE (400 kV) est à une altimétrie de 50 m NGF N, le risque de perte du poste est écarté.

La perte de la plate-forme aérosouterraine intervient pour une lame d'eau de 2 m sur la plate-forme (cote de vulnérabilité à 14,40 m NGF N).

La perte des transformateurs TP/TS/TA, et donc la perte de l'alimentation électrique externe pour une durée significative survient pour une lame d'eau de 20 cm sur la plate-forme des tranches 1-2 soit pour un niveau d'eau de 12,60 m NGF N. Ce niveau présente une marge de 4,8 m par rapport à la Cote Majorée de Sécurité.

En cas de perte des alimentations électriques extérieures, l'alimentation des matériels nécessaires au repli et au maintien à l'état sûr est basculée sur les diesels de tranche situés sur la même plate-forme à 12,40 m NGFN (chaque réacteur possédant deux diesels dédiés).

L'autonomie des tranches 1 et 2 de Flamanville, dans ces conditions de fonctionnement, est présentée dans le *chapitre 5* du présent rapport. A noter que le site de Flamanville n'étant pas isolé des voies de communication extérieures en cas d'inondation, le réapprovisionnement en carburant est possible.

3.2.3.1.3 Inondation provoquant une perte totale des alimentations électriques

Ce type d'effet falaise survient lorsque des entrées d'eau importantes se produisent dans les locaux contenant des matériels nécessaires au repli et au maintien des réacteurs à l'état sûr, dont les groupes électrogènes diesels (leur défaillance cumulée à une situation de MDTE constitue une perte totale alimentations électriques, situation dite H3).

Le cas-type envisagé est la présence d'une lame d'eau sur la plate-forme dépassant les seuils d'accès des bâtiments. De manière conservative, on considère l'immersion de tous les locaux à protéger qui sont situés sous la hauteur de la lame d'eau (notamment tous les locaux en sous-sol).

La perte totale des alimentations électriques (situation dite H3) survient lors de l'inondation des locaux abritant les groupes diesels de secours (deux groupes diesel dédiés à chaque réacteur soit quatre pour les tranches 1 et 2), qui sont positionnés sur la plate-forme de l'îlot nucléaire au niveau 12,40 m NGF N. Ce niveau présente une marge de 4,61 m par rapport à la Cote Majorée de Sécurité.

La perte de systèmes de sauvegarde des réacteurs (et notamment celle du système ASG), peut également se produire en considérant le cas-type évoqué ci-dessus.

Compte-tenu des protections mises en œuvre sur le CNPE et décrites au §3.1.2, une telle situation ne pourrait se produire qu'à la suite de phénomènes peu plausibles, non retenus dans le référentiel d'exigences réglementaires. Cette situation serait alors susceptible de conduire à terme à une situation d'accident grave avec endommagement du combustible.

Cette situation est susceptible de conduire à terme à une situation d'accident grave avec endommagement du combustible.

3.2.3.2 Robustesse de l'installation à des scénarios conduisant aux effets falaise

Afin d'évaluer la robustesse de l'installation aux effets falaise caractérisés au § 3.2.3, des analyses de sensibilité « au-delà du dimensionnement » ont été faites en majorant de manière forfaitaire les scénarios de dimensionnement actuel.

Par ailleurs, ceux-ci ont été retenus compte-tenu de leur effet potentiellement généralisé sur les systèmes à protéger de l'inondation.

3.2.3.2.1 Perte de la source froide (H1)

La marge existante entre la CMS telle que définie actuellement (7,79 m NGF N) et le niveau présentant un risque de passage en situation H1 par noyage des pompes SEC est de 51 cm.

Afin d'évaluer la robustesse de l'installation vis-à-vis de l'effet falaise « perte de la source froide des tranches 1 et 2 provoquée par une inondation », les analyses de sensibilité très majorantes suivantes sont examinées :

Inondation liée à une élévation du niveau de la mer

La surcote millénale actuellement considérée est majorée pour tenir compte d'une période de retour plus élevée du phénomène, ainsi que des incertitudes sur l'évaluation des surcotes rares résultant des horsains¹. Dans ces conditions, une majoration forfaitaire complémentaire de 1 m est appliquée, ce qui conduirait à considérer une surcote dont la période de retour est comprise entre cent mille et un million d'années

Le niveau d'eau atteint, dans ces conditions, au droit de la station de pompage, serait de :

$$7,79 + 1 = 8,79 \text{ m NGF N.}$$

Compte-tenu du § 3.2.3.1.1 ci-dessus montrant qu'un risque de perte de la fonction SEC n'existerait qu'après l'atteinte du niveau de 8,30 m NGF N, une analyse de sensibilité à une crue marine majorée de 1 m serait susceptible d'entraîner une perte totale de la source froide de sûreté des tranches 1 et 2 du site compte tenu du niveau d'élévation actuel de la protection volumétrique.

Pour un événement hypothétique de niveau marin augmenté, le risque de perte de la source froide de Flamanville 1-2 ne pourrait donc être écarté au regard des marges existantes.

Inondation liée à des Pluies de Forte Intensité majorées

Cette analyse de sensibilité est détaillée au paragraphe 3.2.3.2.3. A ce stade, sans étude supplémentaire, il ne peut être déterminé s'il existe un risque, en considérant des Pluies de Forte Intensité doublée, de perte de la source froide.

Conjonction de PFI avec le bouchage des avaloirs du réseau d'évacuation des eaux pluviales SEO

Cette analyse de sensibilité est détaillée au paragraphe 3.2.3.2.3. Elle conduirait, sur la base d'une évaluation préliminaire conservative, à une hauteur d'eau dans les voiries de 4 cm. Compte tenu du calage des seuils d'accès à la station de pompage, il n'y aurait donc aucune entrée d'eau dans les locaux. En considérant de telles pluies non évacuées, l'atteinte des locaux de la station de pompage par une lame d'eau débordante est jugée non plausible.

¹ Le terme désigne une donnée qui se distingue par sa valeur significativement différente de celles des autres données de l'échantillon concerné.

Inondation en provenance des bassins SEA :

Cette analyse de sensibilité est détaillée au paragraphe 3.2.3.2.3. Le cas le plus pénalisant est lié à une rupture des conduites SEI acheminant l'eau en provenance des bassins vers les locaux industriels des tranches 1-2. L'étude préliminaire de cette situation qui considère une vidange complète des bassins conduirait à un débordement sur la plate-forme, le risque d'atteinte des locaux de la station de pompage ne pourrait donc être totalement écarté. **Cette analyse de sensibilité devra être étudiée afin d'évaluer la nécessité d'éventuels moyens de protection complémentaires.**

3.2.3.2.2 Perte des alimentations électriques externes

Inondation liée à une élévation du niveau de la mer:

La marge existante entre la CMS telle que définie actuellement (7,79 m NGF N) et le passage en situation de MDTE (cote de vulnérabilité des transformateurs TP/TS/TA calée à 12,60 m NGF N) est de 4,81 m.

Afin d'évaluer la robustesse de l'installation vis-à-vis de l'effet falaise « Manque De Tension Externe (MDTE) sur Flamanville 1-2 provoqué par une inondation », l'analyse de sensibilité très majorante d'une CMS majorée forfaitairement d'un mètre est comparée au niveau de la plate-forme des tranches 1 et 2 de Flamanville.

La marge résultante par rapport à cette analyse de sensibilité majorante est de 3,81 m. Dans ces conditions, les transformateurs sont non inondables, et le risque de MDTE induit par une élévation du niveau de la mer est jugé non plausible.

Inondation liée à des Pluies de Forte Intensité majorées:

Cette analyse de sensibilité est détaillée au paragraphe 3.2.3.2.3. A ce stade, sans étude supplémentaire, il ne peut être déterminé s'il existe un risque, en considérant des Pluies de Forte Intensité doublée, de perte des alimentations électriques externes.

Conjonction de PFI avec le bouchage des avaloirs du réseau d'évacuation des eaux pluviales SEO:

Cette analyse de sensibilité est détaillée au paragraphe 3.2.3.2.3. Elle conduirait à une lame d'eau de 4 cm dans les voiries. Etant donnée la cote de vulnérabilité des transformateurs (14,60 m NGF N), la perte des matériels n'est pas avérée.

Inondation en provenance des bassins SEA:

Cette analyse de sensibilité est détaillée au paragraphe 3.2.3.2.3. Le cas le plus pénalisant est lié à une rupture des conduites SEI acheminant l'eau en provenance des bassins vers les locaux industriels des tranches 1-2. L'étude préliminaire de cette situation qui considère une vidange complète des bassins conduirait à un débordement sur la plate-forme, le risque d'atteinte des transformateurs situés sur la plate-forme ne pourrait donc être totalement écarté. **Cette analyse de sensibilité**

devra être étudiée afin d'évaluer la nécessité d'éventuels moyens de protection complémentaires.

3.2.3.2.3 Perte totale des alimentations électriques (Situation H3)

Afin d'évaluer la robustesse de l'installation vis-à-vis de l'effet falaise « perte totale des alimentations électriques des tranches 1 et 2 (H3) provoquée par une inondation », les analyses de sensibilité suivantes ont été envisagées :

Inondation liée à une élévation du niveau de la mer :

Compte-tenu du calage de la plate-forme du site très au-dessus du niveau de la mer (marge de 4,6 m par rapport à la Cote Majorée de Sécurité), il n'existe aucune situation d'inondation majorée envisageable induite par une élévation du niveau de la mer susceptible d'entraîner l'effet falaise « perte totale des alimentations électriques des tranches 1 et 2 ».

Prise en compte de Pluies de Forte Intensité majorées :

L'impact des pluies de très forte intensité telle que les PFI décrites au § 3.1.1.3.3 est considéré en doublant forfaitairement l'intensité, ce qui correspond à un scénario de période de retour estimée entre dix mille et cent mille ans.

Le réseau d'eau pluviale de Flamanville étant dimensionné pour une pluie égale à trois fois une pluie décennale, il reste donc une capacité d'évacuation disponible au-delà de la PFI, qui ne peut être précisément évaluée sans réaliser de modélisation. Il est difficile sans cette modélisation de déterminer si une lame d'eau existerait sur la plate-forme avec cette hypothèse majorée de doublement de la PFI. On peut simplement dire que, sans prendre en compte aucune capacité supplémentaire du réseau d'eau pluviale au-delà de la PFI (ce qui n'est pas réaliste), il résulterait du calcul avec le doublement de l'intensité de la PFI une lame d'eau générée dans les voiries. Mais cette étude préliminaire simpliste ne permet pas de conclure sur la vraisemblance d'une lame d'eau sur le site qui serait générée par une PFI d'intensité doublée.

Par ailleurs, en cas de pluies majorées (PFI x2), il existerait un risque, qui doit être caractérisé par des études, de remontée de la nappe phréatique par un phénomène de crue karstique. Ces études devront examiner jusqu'où cette remontée pourrait se produire.

A ce stade, sans étude supplémentaire, il ne peut être déterminé s'il existe un risque, en considérant des Pluies de Forte Intensité doublées par rapport au référentiel d'exigences réglementaires, de lame d'eau sur les plates-formes îlot nucléaire et TS/TA ou d'atteinte des locaux de l'îlot nucléaire par une Remontée de la Nappe Phréatique, donc d'effet falaise vis-à-vis de la perte totale des alimentations électriques.

Conjonction de PFI avec le bouchage des avaloirs du réseau d'évacuation des eaux pluviales SEO :

Cette analyse de sensibilité considère une pluie de forte intensité durant 60 minutes, conjuguée à une obturation des avaloirs du réseau d'évacuation SEO du site.

Dans la situation la pire envisageable de bouchage total des avaloirs du réseau SEO, en considérant de telles pluies non évacuées, une lame d'eau serait générée à une

altimétrie de 12,34 m NGF N. Cette lame d'eau n'atteindrait ni les locaux de la station de pompage (seuil le plus bas à 12,38 m NGF N), ni les transformateurs (cote de vulnérabilité à 12,60 m NGF N), ni les locaux de l'îlot nucléaire (12,34 m NGF N).

En considérant de telles pluies non évacuées, les scénarios de perte de la source froide, de MDTE et de perte totale des alimentations électriques sont donc jugés non plausibles.

Inondation en provenance des bassins SEA :



Figure 3.2.3.2.3.1 - Centrale de Flamanville - implantation des bassins SEA

Il est envisagé dans cette analyse de sensibilité une perte d'intégrité des bassins d'eau brute SEA (deux réserves d'eau brute d'environ 150 000 m³ au total) situés au sommet de la falaise, à l'ouest du site. Les cas de fuite pris en compte, indépendamment à ce stade de toute étude de vraisemblance de leurs causes, sont :

La ruine des bassins SEA par séisme : Le traitement de cette situation est présenté dans le chapitre 4.2 du présent rapport. Il est à noter que la ruine est écartée pour un séisme majoré de sécurité (SMS – niveau de séisme utilisé pour la vérification du dimensionnement).

Le débordement par vague sismo-induite des bassins SEA : Un séisme pourrait entraîner des effets de vagues dans les bassins, susceptibles de déborder et de générer une lame d'eau sur la plate-forme de l'îlot nucléaire.

Une étude préliminaire montre que pour le séisme Majoré de Sécurité (SMS), la quantité d'eau débordée sur la plate-forme des tranches 1-2 est nulle lors de la phase transitoire d'effet vague sismo-induite sur les bassins SEA de Flamanville.

La situation d'inondation due à un débordement par vague sismo-induite des bassins SEA est jugée non plausible.

La rupture de canalisations SEI : on considère la rupture des deux tuyauteries assurant l'acheminement de l'eau des bassins SEA vers le réseau d'alimentation en eau industrielle du site. Cette rupture provoquerait une inondation des galeries mécaniques ainsi que du sous-sol des salles des machines des tranches 1-2.

On considère que le volume d'eau déversé pendant la fuite est égal à la totalité des bassins SEA, soit environ 150 000 m³.

Par ailleurs, afin de prendre en compte la présence des matériels dans les zones inondées (tuyauteries, câbles...), une minoration de 10 % de la surface d'étalement est prise en compte.

L'eau se répandrait, via les galeries mécaniques inter-tranches, dans les sous-sols des deux salles des machines tranches 1-2. Le volume des deux salles de machines n'étant pas suffisant, il y aurait débordement sur la plate-forme des tranches 1 et 2.

La situation d'inondation due à la rupture des canalisations SEI ne peut donc pas être écartée. Elle devra être étudiée afin d'évaluer la nécessité d'éventuels moyens de protection complémentaires.

3.2.4 Dispositions pouvant être envisagées pour renforcer la robustesse de l'installation :

3.2.4.1 Protection vis-à-vis d'une CMS majorée

Afin de renforcer la protection des systèmes de la source froide vis-à-vis de phénomènes hypothétiques conduisant au dépassement de la CMS actuelle, **EDF propose d'étudier la nécessité d'un renforcement de la protection de la station de pompage.**

Par ailleurs, la robustesse des protections contre la houle (digues) dans les conditions correspondant à une surcote majorée doit être vérifiée par calculs. **EDF propose de mener une étude visant à confirmer la tenue des digues de protection sous l'effet d'une CMS augmentée de 1m, associée à une houle d'occurrence centennale.**

3.2.4.2 Présence d'une lame d'eau sur la plate-forme de l'îlot nucléaire

Concernant chacune des analyses de sensibilités suivantes :

- PFI d'intensité doublée, et remontée de nappe phréatique associée,
- PFI associée à l'obstruction des réseaux d'évacuation SEO,
- Rupture des tuyauteries SEI.

EDF propose de réaliser une étude visant à déterminer la réalité d'un risque de lame d'eau sur la plate-forme des tranches 1-2. Au vu de ses résultats, EDF déterminera s'il est nécessaire de mettre en place des protections supplémentaires (par exemple protection volumétrique ou mise en place de seuils adaptés au droit des accès aux bâtiments de l'îlot nucléaire abritant les matériels à protéger vis-à-vis de l'inondation externe). Une vérification des conséquences d'une remontée de nappe phréatique sur la tenue structurelle des bâtiments sera également réalisée.

3.2.5 Mesures complémentaires de protection envisagées

Le système de pré-alerte et d'alerte mis en place par l'exploitant (cf § 3.1.2.3 ci-dessus) permet de gréer les équipes nécessaires pour faire face aux aléas envisagés ici.

De plus, il a été signalé que la configuration des accès au site de Flamanville permet d'écartier tout risque que les personnels d'astreinte soient dans l'impossibilité physique ou matérielle d'intervenir sur site.

Cependant, les moyens de communication utilisés lors du gréement de l'organisation pourraient être défaillants (notamment ceux en relation avec l'extérieur).

Enfin, les désordres à l'extérieur du site pourraient rendre les accès aux installations plus difficiles.

Des parades complémentaires sont donc en cours d'études:

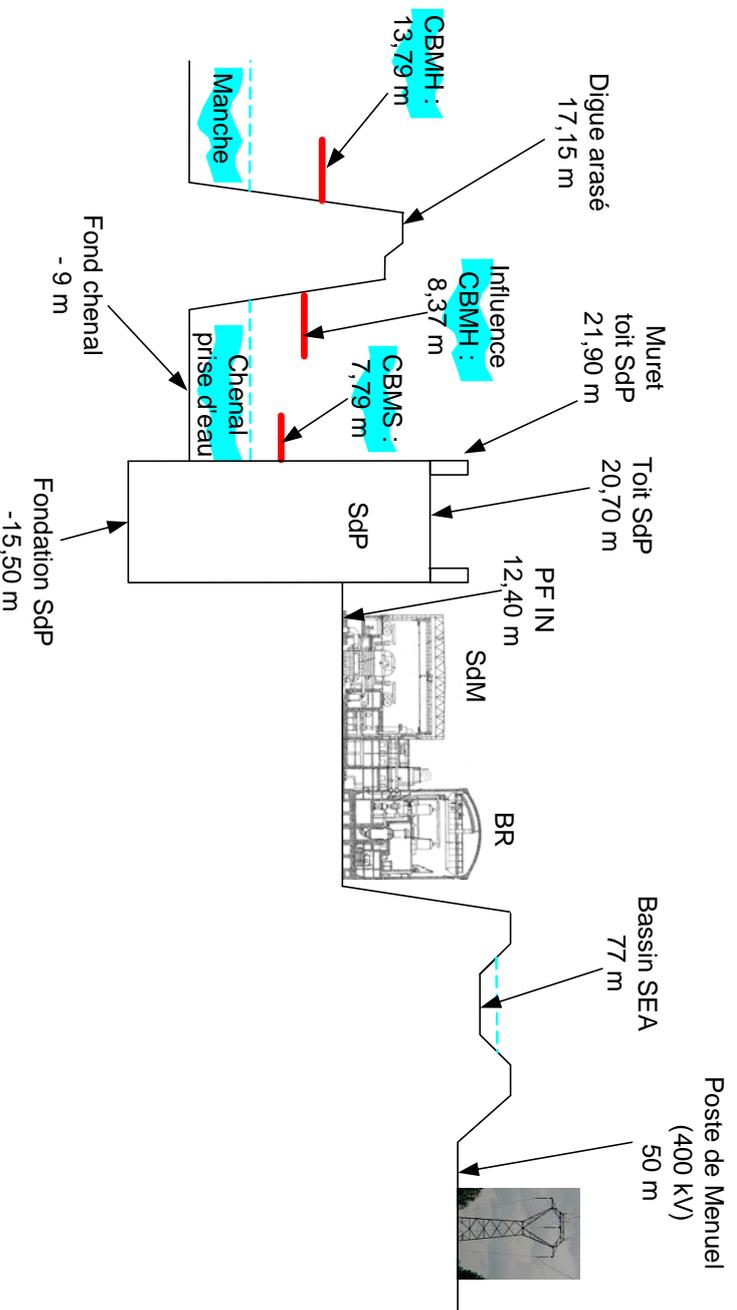
- le renforcement des compétences de l'équipe de conduite en compétences lui permettant de réaliser les interventions minimales nécessaires pour éviter ou retarder la fusion du cœur.
- le renforcement de liaisons de communication stratégiques avec des moyens de communication d'une autonomie renforcée, et résistant au séisme et à l'inondation (cf. annexe « Organisation de crise EDF »).
- la création d'une Force d'Action Rapide du Nucléaire (FARN) (cf. Annexe « 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.

Par ailleurs, comme indiqué au paragraphe 2.2.2.2, EDF réalisera une étude à visée intégrée comprenant d'une part un bilan par site des conditions de stockage des Moyens de Crise et de leur robustesse aux différents types d'agresseurs envisagés (séisme, aléa climatique, inondation...), et d'autre part les moyens proposés pour y faire face.

Figure 3.1 Présentation des tranches 1-2 de Flamanville

Définition de la CBMS :
 0 Cumul pleine mer coeff 120 (5,88 m) + borne supérieure de l'intervalle de confiance retenu de la surcote millénaire (1,91 m) : 7,79 m

Côtes exprimées en NGF N



RECS du CNPE de FLAMANVILLE 1-2

Chapitre 4

Autres phénomènes naturels extrêmes

SOMMAIRE

4.1	CONDITIONS METEOROLOGIQUES EXTREMES LIEES A L'INONDATION	3
4.1.1	EVENEMENTS ET COMBINAISON D'EVENEMENTS PRIS EN COMPTE	3
4.1.2	ANALYSE POUR CHAQUE PHENOMENE EXTREME A PRENDRE EN COMPTE.....	3
4.1.2.1	EFFETS DIRECTS DU VENT	3
4.1.2.1.1	Règles de dimensionnement des installations	3
4.1.2.1.2	Dispositions de protection des installations et conformité au référentiel	4
4.1.2.1.3	Marges disponibles.....	4
4.1.2.1.4	Effets falaise éventuels dus au vent	6
4.1.2.2	EFFETS INDIRECTS DU VENT	6
4.1.2.3	GRELE	8
4.1.2.4	FOUDRE.....	9
4.1.2.4.1	Règles de dimensionnement des installations	9
4.1.2.4.2	Dispositions de protection des installations et conformité au référentiel	10
4.1.2.4.3	Marges disponibles et effets falaises éventuels.....	11
4.1.3	DISPOSITIONS POUVANT ETRE ENVISAGEES POUR RENFORCER LA ROBUSTESSE DE L'INSTALLATION.....	11
4.2	SEISME DEPASSANT LE NIVEAU POUR LEQUEL L'INSTALLATION OU CERTAINS OUVRAGES SONT DIMENSIONNES ET INONDATIONS INDUITES DEPASSANT LE NIVEAU D'EAU POUR LEQUEL L'INSTALLATION EST DIMENSIONNEE	11
4.2.1	SITUATION PHYSIQUEMENT POSSIBLE ET IMPACT POTENTIEL SUR LA SURETE DE L'INSTALLATION.....	11
4.2.2	IDENTIFICATION DES EFFETS FALAISE REDOUTES	12
4.2.3	VRAISEMBLANCE DES SCENARIOS CONDUISANT AUX EFFETS FALAISE.....	12
4.2.4	MESURES COMPLEMENTAIRES DE PROTECTION ENVISAGEES	13

4.1 CONDITIONS METEOROLOGIQUES EXTREMES LIEES A L'INONDATION

4.1.1 EVENEMENTS ET COMBINAISON D'EVENEMENTS PRIS EN COMPTE

Le chapitre 3 du présent rapport a déjà pleinement considéré les effets en termes d'inondations. Des conditions météorologiques extrêmes sont à considérer au titre du chapitre « autres phénomènes naturels extrêmes » du cahier des charges émis par l'ASN pour les Evaluations Complémentaires de Sûreté à mener suite à l'accident de Fukushima.

Pour répondre complètement à ce cahier des charges, le présent chapitre traite des effets sur l'installation autres qu'en termes d'inondations, que ces autres phénomènes naturels extrêmes seraient susceptibles d'engendrer.

Ces autres effets considérés ici sont : les effets directs éventuels du vent sur les installations, celui de projectiles générés par un vent extrême, ainsi que les effets de la grêle et de la foudre.

Il convient tout d'abord de signaler que la conception des installations prend en compte leur protection vis-à-vis de la foudre et des effets directs du vent sur les bâtiments. Cette prise en compte est faite dès la conception initiale et est réexaminée à chaque réexamen périodique de sûreté (voir chapitre 0). La présente analyse est basée sur ces acquis en matière de sûreté des installations.

En ce qui concerne les combinaisons d'évènements prises en compte, ces dernières peuvent induire 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 couvertes par le chapitre relatif aux situations H1-H3 (cf. paragraphe 5.1.4).

4.1.2 ANALYSE POUR CHAQUE PHENOMENE EXTREME A PRENDRE EN COMPTE

Les quatre phénomènes (vent direct, projectiles générés par un vent extrême, grêle et foudre) sont présentés dans les paragraphes ci-après en précisant notamment les marges et effets faibles associés.

4.1.2.1 Effets directs du vent

4.1.2.1.1 Règles de dimensionnement des installations

La conception des bâtiments et structures jouant un rôle vis-à-vis de la sûreté prend en compte les effets directs de pression du vent. Cette prise en compte est réalisée conformément aux « Règles définissant les effets de la neige et du vent sur les constructions ». Le dimensionnement des ouvrages a été réalisé suivant la réglementation Neige et Vent 65 (NV65) à la dernière révision disponible pour la construction de chaque palier.

Lors de chaque réexamen périodique de sûreté, EDF vérifie la tenue des bâtiments importants pour la sûreté (IPS) sous le chargement vent suite à l'évolution des règles Neige et Vent.

Les structures dont la tenue est ainsi vérifiée sont définies comme suit :

- Les bâtiments IPS-classés de sûreté.
- Les bâtiments abritant des systèmes ou matériels IPS-classés de sûreté.
- Les équipements ou matériels IPS-classés de sûreté non abrités par des bâtiments.

4.1.2.1.2 Dispositions de protection des installations et conformité au référentiel

EDF a vérifié la tenue aux effets directs du vent des bâtiments IPS classés de sûreté, des bâtiments abritant des systèmes IPS classés de sûreté ainsi que des équipements ou matériels classés de sûreté non abrités, sur la base des règles Neige et Vent (éditions 1999 et 2009).

Cette analyse, a apporté la démonstration de la conformité du palier 1300 MWe, donc de Flamanville 1-2, au référentiel d'exigences en vigueur.

4.1.2.1.3 Marges disponibles

4.1.2.1.3.1 Retour d'expérience de la tempête de 1999

En décembre 1999, les deux tempêtes successives qui ont balayé la France d'Ouest en Est ont été qualifiées par Météo France de «phénomène exceptionnel» pour lequel il n'existait aucune référence dans les archives. L'analyse du comportement des centrales nucléaires lors de ces tempêtes donne un éclairage sur la robustesse des installations aux vents extrêmes associés à des tempêtes. Pour mener cette analyse, il est nécessaire de distinguer les effets directs et indirects des vents extrêmes.

Ces tempêtes n'ont mis en évidence aucune détérioration sur les bâtiments constituant l'îlot nucléaire et sur les ouvrages de génie civil de la station de pompage.

De fait, dans la mesure où les systèmes et équipements assurant des fonctions de sûreté se situent en quasi-totalité à l'intérieur de ces différents bâtiments, les effets du vent n'ont eu aucun impact sur la sûreté.

Les seules détériorations relevées concernent, in fine, les structures et bâtiments :

- Toitures endommagées (bâtiments administratifs, salle des machines ...).
- Bardages dégradés.
- Vitres brisées.
- Dégâts sur des dispositifs de protection du site (clôtures, portes d'accès, barrières, caméras, antennes...).
- Moyens de surveillance et de télécommunication partiellement ou totalement dégradés (liaisons téléphoniques, antennes, liaisons spéciales, anémomètres...).
- Perturbation du réseau de transport interconnecté.

Les principaux enseignements tirés de ces tempêtes sont les suivants :

- Les centrales nucléaires soumises aux tempêtes de décembre 1999 se sont bien comportées fonctionnellement ; elles ont largement contribué à maintenir et reconstituer l'intégrité du réseau national.
- Les centrales nucléaires disposent, par conception, de deux scénarii de renvois de tension externes (voir paragraphe 5) validés et d'un scénario interne (tranche à tranche du même site) ; toutes les centrales ont conservé, à minima, un scénario de renvoi à l'exception du site du Blayais qui n'a plus eu de scénario de renvoi disponible pendant environ 4 heures (du fait des conséquences de l'inondation partielle du site et non des perturbations du réseau électrique) mais qui a conservé sa ligne d'évacuation principale en 400 Kv.
- les plates-formes d'évacuation d'énergie (transformateurs TS et TA et lignes associées) se sont parfaitement bien comportées dans ce contexte exceptionnel.

Les projectiles observés sur certains sites nucléaires lors des tempêtes de 1999 sont de natures diverses : graviers, pierres, antennes, branchages, débris de vitres, bardages métalliques, éléments de toitures. D'une façon générale, l'énergie des projectiles susceptibles d'être générés par des tempêtes présentant des vents maximaux de l'ordre de 200 km/h n'est pas suffisante pour endommager les structures ou ouvrages de génie civil remplissant ou contenant une fonction de sûreté.

Les tempêtes plus récentes de 2009 (Klaus) et 2010 (Xynthia) n'ont pas fait apparaître d'autres types d'évènements.

Pour le site de Flamanville 1 et 2, d'après les séries de mesure de vent fournies par Météo France, la vitesse maximale instantanée observée est de 180 km/h en octobre 1987 à Cap de la Hève (station météo de référence pour le CNPE).

4.1.2.1.3.2 Robustesse des bâtiments aux vents extrêmes.

Le dimensionnement de bâtiments au cas de chargement « explosion hors site » permet de garantir la robustesse de ces bâtiments à des vents extrêmes car ce cas de chargement est enveloppe du cas de chargement « vent ».

Pour le site de Flamanville, il existe un facteur marge minimal de l'ordre de 2 entre le cas de chargement « explosion hors site » et le cas de chargement « vent extrême ».

Tous les bâtiments de Flamanville dimensionnés à l'explosion hors site sont donc robustes à des vents extrêmes avec des marges importantes. Ces bâtiments sont les suivants :

- Le bâtiment réacteur (BR).
- Le bâtiment combustible (BK).
- Le bâtiment des auxiliaires nucléaires (BAN).

- Le bâtiment des auxiliaires de sauvegarde et des locaux électriques (BAS - BL).
- Les bâtiments "Diesel".
- Le bâtiment du réservoir du système PTR.
- la station de pompage

Par ailleurs, les galeries qui abritent les tuyauteries véhiculant l'eau de refroidissement en provenance de la station de pompage (système SEC) sont constituées d'ouvrages essentiellement en infrastructures insensibles aux effets du vent. Les seules parties exposées au vent sont en béton armé et présentent donc des marges importantes.

Enfin, les locaux du Plan d'Urgence Interne (PUI) situés dans le Bloc De Sécurité (BDS) sont dimensionnés aux règles Neige et Vent en vigueur au moment de leur conception. Ils présentent des marges importantes vis-à-vis des effets directs du vent du fait de leur construction en béton armé.

4.1.2.1.4 Effets falaise éventuels dus au vent

Comme indiqué au paragraphe précédent, il existe pour Flamanville un facteur de marge minimal de l'ordre de 2 entre le cas de chargement « explosion hors site » et le cas de chargement « vent extrême ».

Pour tous les bâtiments résistants à l'explosion hors site, les sollicitations prises en compte au dimensionnement sont donc enveloppes des sollicitations associées à des vents extrêmes pour des valeurs bien supérieures à ces dernières. Pour les bâtiments non couverts par le dimensionnement à l'explosion hors site, les augmentations de vitesses de vent envisagées ne sont pas susceptibles de conduire à des conséquences préjudiciables sur la sûreté nucléaire de la tranche. Plus particulièrement, les matériels nécessaires en cas de H3, de H1 ou d'accidents graves, à l'intérieur des bâtiments sont donc protégés contre les effets directs du vent malgré l'augmentation de vitesse.

Aucun effet falaise n'est à redouter sur la tenue des bâtiments requis pour gérer les situations postulées dans le cadre des évaluations complémentaires de sûreté post-Fukushima.

Vis-à-vis des effets directs du vent sur les matériels nécessaires en cas de H3, de H1 ou d'accidents graves situés à l'extérieur des bâtiments, l'augmentation significative de la vitesse du vent ne remet pas en cause leur tenue à dire d'ingénieurs.

Aucun effet falaise dû aux effets directs du vent n'est donc à redouter vis-à-vis des bâtiments et des matériels nécessaires en cas de H3, H1 et d'accidents graves.

4.1.2.2 Effets indirects du vent

Le vent est susceptible de générer et de mettre en mouvement des projectiles constituant alors des agresseurs potentiels des installations. Des vents exceptionnellement violents, dits « extrêmes » peuvent soulever et projeter des objets divers sur les constructions.

D'une façon générale, l'énergie des projectiles susceptibles d'être générés par des tempêtes présentant des maximaux en rafales de l'ordre de 200 km/h n'est pas suffisante pour endommager les structures ou ouvrages de génie civil remplissant ou contenant une fonction de sûreté.

Ainsi, seuls les matériels IPS situés à l'extérieur des bâtiments sont susceptibles d'être agressés par des projectiles. 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.

Le retour d'expérience de la tempête de 1999 présenté dans le paragraphe 4.1.2.1.3.1 confirme ces éléments.

Dans le cadre du réexamen de sûreté VD3 1300 MWe, il a été néanmoins défini un référentiel des exigences de sûreté de protection contre les projectiles générés par les vents extrêmes (PGVE).

Deux types de projectiles enveloppes sont à considérer : des projectiles lourds qui sont traînés sur le sol (type automobile) et des projectiles plus légers, considérés à toutes les altitudes et dans toutes les directions (type planche de bois de 50 kg et tôle de bardage de 60 kg). La vitesse de chaque type de projectiles a également été déterminée de façon enveloppe en fonction du retour d'expérience et des vitesses de vent issues des « Règles Neige et Vent » modifiées 1999. Le référentiel précise que les cibles potentielles à prendre en compte sont :

- Les matériels classés de sûreté situés à l'extérieur.
- Les matériels extérieurs nécessaires à la gestion d'un Manque De Tension Externe (MDTE).
- Au titre de la défense en profondeur, les matériels extérieurs strictement nécessaires en cas de perte totale de la source froide.

L'analyse de l'implantation et de l'environnement des cibles potentielles permet de statuer sur la nécessité de protections.

Le cumul avec un MDTE (de site) fonctionnel de 6 h est considéré. Au titre de la défense en profondeur le cumul avec la perte de la source froide est également considéré.

Sur la base de ce référentiel et dans le cadre de la préparation du prochain réexamen périodique de sûreté lié aux troisièmes visites décennales du palier 1300 MWe (VD3 1300), EDF a étudié les cibles potentielles de projectiles liés au vent et a conclu à la nécessité de protéger les matériels extérieurs aux bâtiments suivants :

- Tuyauteries extérieures à l'aspiration de la pompe d'alimentation auxiliaire de secours des générateurs de vapeur.
- Aéro-réfrigérants des diesels situés en toiture de bâtiments.
- Tuyauteries et vase d'expansion des diesels.
- Matériels périphériques de la bache SER.

La tenue des réservoirs SER aux projectiles générés par le vent extrême a été étudiée. Les déformations de ces réservoirs sous impact, ne remettent pas en cause leur résistance mécanique ni leur fonctionnalité.

Les dispositions de protection vis-à-vis des projectiles générés par le vent extrême seront mises en œuvre pour le site de Flamanville lors des VD3.

Dans le cadre de l'évaluation complémentaire de sûreté post-Fukushima, la robustesse des matériels nécessaires en cas de H3, de H1 ou d'accidents graves doit être garantie vis-à-vis des projectiles générés par le vent extrême.

Les projectiles réalistes pour des vents de l'ordre de 200 km/h sont les tôles de bardage. Sur avis d'ingénieur, ils ne sont pas de nature à dégrader ce type d'équipements du fait de leur très faible rigidité.

Sur la base de ces éléments, il n'est pas identifié d'effet falaise associé aux effets indirects du vent.

Cependant, une analyse fonctionnelle de la tenue au séisme du dispositif U5 sera réalisée. **Elle sera complétée par l'étude des effets directs et indirects du vent.**

Par ailleurs, la protection des liaisons SER-ASG (tuyauteries et vannes) sera réalisée dans le cadre de la prochaine visite décennale au titre du référentiel des exigences de sûreté de protection contre les projectiles générés par les vents extrêmes.

Enfin, les locaux de Plan d'Urgence Interne (PUI) situés dans le Bloc De Sécurité (BDS) sont dimensionnés aux règles Neige et Vent en vigueur au moment de leur conception. Ils présentent des marges importantes vis-à-vis des effets indirects du vent du fait de leur construction en béton armé.

Les matériels nécessaires au fonctionnement de ces locaux, lorsqu'ils sont situés à l'extérieur du bâtiment, ne sont pas dimensionnés pour résister aux agressions liées aux effets indirects du vent (PGVE). **Une étude sera réalisée afin d'identifier les matériels à renforcer pour assurer le caractère opérationnel des locaux PUI vis à vis du référentiel « grand vent » (bloc de climatisation, antennes, ...).**

4.1.2.3 Grêle

La grêle, qui accompagne parfois les orages violents pouvant engendrer des inondations, n'a pas été retenue au dimensionnement des tranches. Il s'agit d'un phénomène météorologique relativement rare, localisé et bref. La majorité des matériels importants pour la sûreté est située à l'intérieur des bâtiments, ce qui les protège du risque de détérioration par la grêle. Concernant la robustesse des bâtiments à l'effet de la grêle, l'impact maximal pourrait être des pincements du bardage sans le traverser. Aucun incident lié à une averse de grêle n'a d'ailleurs été constaté sur les tranches en exploitation.

Les cibles identifiées vis-à-vis de la grêle sont majoritairement celles déjà mentionnées pour les effets indirects du vent (paragraphe 4.1.2.2.). Les tuyauteries, les bâches sont jugées résistantes, à dire d'ingénieur, à l'impact de la grêle.

Le risque d'obturation des réseaux d'évacuation des eaux pluviales qui serait provoqué par la grêle est traité au chapitre 3 « Inondation » de ce rapport (cf. paragraphe 3.2.3.2.3).

4.1.2.4 Foudre

4.1.2.4.1 Règles de dimensionnement des installations

Le risque foudre est traité dans le cadre de l'arrêté ministériel du 15 janvier 2008 abrogé et remplacé par l'arrêté du 19 juillet 2011.

Conformément à cet arrêté :

- Une analyse du risque foudre (ARF) a été réalisée, pour Flamanville, par un organisme reconnu compétent, pour les installations soumises à autorisation au titre de la législation des installations classées et pour les bâtiments classés de sûreté. Cette analyse identifie les équipements et installations dont une protection doit être assurée. En fonction des résultats de l'analyse du risque foudre, une étude technique est en cours afin de définir précisément les mesures de prévention et les dispositifs de protection, le lieu de leur implantation, ainsi que les modalités de leur vérification et de leur maintenance.
- La mise en œuvre des mesures de prévention et des dispositifs de protection sera applicable aux installations existantes à partir du 1er janvier 2012.
- Durant la période transitoire, les équipements mis en place en application de la réglementation antérieure (arrêté du 28 janvier 1993 et RTGE de 1999) font l'objet d'une surveillance conformément à la norme NF C 17-100.

Selon la démarche retenue par EDF relative à la protection contre la foudre, les conséquences sur la sûreté des installations d'un foudroiement doivent être enveloppées par celles définies lors de la conception initiale des tranches vis à vis des incidents de catégorie 2.

Compte-tenu des mesures de protection mises en place contre la foudre, il n'est pas considéré de cumul entre un foudroiement et un incident ou un accident à considérer au titre de la démonstration de sûreté. Il ne se produira pas de conséquence supérieure à un incident de catégorie 2.

Pour démontrer l'acceptabilité des conséquences d'un foudroiement vis-à-vis de l'environnement, l'analyse du risque est menée selon une démarche basée sur la norme NF EN 62305-2 : 2006 «Protection contre la foudre : évaluation du risque» conformément à l'arrêté du 15 janvier 2008.

4.1.2.4.2 Dispositions de protection des installations et conformité au référentiel

Les risques liés à la foudre sont liés :

- Aux effets directs : l'impact foudre est alors situé directement sur la structure du bâtiment.
Pour se protéger des effets directs, les bâtiments et structures du CNPE présentent une protection minimale de niveau II au sens de la norme CEI 61024 ou de la NFC 17-100 contre les effets directs d'un foudroiement. Leur protection est réalisée par une cage maillée. Les tuyauteries et les capacités sont par nature autoprotégées vis-à-vis de la foudre.
- Aux effets indirects de la foudre :
 - ✓ effet indirect par sol avoisinant : l'impact foudre est localisé au voisinage de la structure et génère des montées en potentiel des réseaux de masse et terre pouvant entraîner notamment l'apparition de surtensions,
 - ✓ effet indirect par service entrant : l'impact foudre est localisé dans le voisinage ou sur une liaison entrante dans le bâtiment considéré. Cet impact foudre génère alors des surtensions transitoires qui cheminent le long de la liaison et qui sont susceptibles de pénétrer dans le bâtiment.

Pour la protection des équipements vis-à-vis des effets indirects, différents dispositifs de protection sont mis en œuvre par EDF. On peut signaler notamment que :

- Les tuyauteries sont raccordées à la terre pour éviter une montée en potentiel.
- Les matériels de contrôle-commande des tranches 1300 MW ont été testés selon les normes CEM (compatibilité électro-magnétique) et présentent une bonne immunité aux perturbations électromagnétiques.
- Les câbles contrôle et puissance lorsqu'ils sortent des locaux électriques sont des câbles armés et cheminent sur des chemins de câbles mis à la terre.
- Les câbles de mesure sont blindés et raccordés à une extrémité.
- Les antennes en toiture sont mises à la terre ainsi que l'écran du câble qui pénètre. Un parafoudre protège l'équipement associé.

L'ensemble de ces dispositions de protection contre les effets directs et indirects de la foudre conduit à une robustesse élevée des matériels nécessaires à la sûreté vis-à-vis du risque foudre.

4.1.2.4.3 Marges disponibles et effets falaises éventuels

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.

On peut considérer qu'il n'y a pas d'effet falaise plausible susceptible d'être engendré par la foudre.

4.1.3 DISPOSITIONS POUVANT ETRE ENVISAGEES POUR RENFORCER LA ROBUSTESSE DE L'INSTALLATION

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. La maintenance qui sera réalisée dans l'avenir sur les bardages limitera leur risque de détérioration en cas de tempête pour les bâtiments entrant dans le périmètre de ces programmes de maintenance.

4.2 SEISME DEPASSANT LE NIVEAU POUR LEQUEL L'INSTALLATION OU CERTAINS OUVRAGES SONT DIMENSIONNES ET INONDATIONS INDUITES DEPASSANT LE NIVEAU D'EAU POUR LEQUEL L'INSTALLATION EST DIMENSIONNEE

4.2.1 SITUATION PHYSIQUEMENT POSSIBLE ET IMPACT POTENTIEL SUR LA SURETE DE L'INSTALLATION

Compte tenu de la topographie et des caractéristiques du site de Flamanville, l'unique source d'inondation potentielle qui résulterait d'un séisme d'intensité supérieure au SMS est constituée par les bassins d'eau brute SEA situés à l'aplomb de la plate-forme. Les effets de la ruine de ces ouvrages se cumuleraient avec ceux liés à la rupture des réservoirs non dimensionnés au séisme (bâches SED/SER), déjà abordés au § 3.

Sur le site de Flamanville, sont donc concernés :

- Les 2 bassins d'eau brute SEA (réserve d'eau douce brute d'environ 150 000 m³).
- Les 2 bâches SER (alimentation en eau déminéralisée des circuits secondaires, d'une capacité de 4 350 m³ chacune).
- La bâche SED (alimentation en eau déminéralisée des circuits primaires, d'une capacité de 800 m³).

Compte tenu du positionnement géographique des ouvrages concernés et du calage de la plate-forme, l'effet redouté est l'arrivée d'une lame 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 au § 3.2.3.2.

Compte tenu des capacités sismiques indiquées au paragraphe 2.2.1.1, les réservoirs et tuyauteries classés sismiques sont considérés robustes au delà du séisme de dimensionnement.

4.2.2 IDENTIFICATION DES EFFETS FALAISE REDOUTES

Compte tenu du positionnement géographique des ouvrages concernés, l'effet redouté est l'arrivée d'une lame 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 au § 3.2.3.

4.2.3 VRAISEMBLANCE DES SCENARIOS CONDUISANT AUX EFFETS FALAISE

La vraisemblance d'une ruine simultanée des bassins SEA et des bâches SER, SED sous l'effet d'un séisme hors dimensionnement, est examinée :

Ruine des bassins SEA par séisme :

Un séisme entraînant une dégradation des ouvrages par effacement d'une partie de la falaise pourrait entraîner une perte d'intégrité des bassins et une arrivée d'eau sur la plate-forme de l'îlot nucléaire des tranches 1 et 2. Cependant des études de dimensionnement ont montré que la stabilité des talus dans cette zone était assurée, même en tenant compte d'un niveau de séisme d'accélération de deux fois le Séisme Majoré de Sécurité (0,16 g). Dans ces conditions, les bassins présentent une robustesse importante vis-à-vis du séisme ;

Etant donnée la marge importante de tenue au séisme des bassins SEA de Flamanville (2 x SMS), la rupture de ces derniers n'est pas considérée comme vraisemblable même en cas de séisme au delà du SMS.

Ruine des bâches SER/SED par séisme :

Le premier examen rapide ci-dessus ne fait apparaître aucun débordement supplémentaire, en provenance des bassins SEA, à cumuler avec le volume total résultant de la rupture des réservoirs non dimensionnés au séisme.

Une étude préliminaire, considérant de manière conservatrice la rétention de l'eau dans les voiries, montre que la ruine des réservoirs non sismiques SER/SED totalement remplis (9500 m³) conduirait à altimétrie de la lame d'eau de 12,44 m NGF N.

Etant donné le calage des seuils le plus bas en station de pompage (12,38 m NGF N) et de l'îlot nucléaire (12,34 m NGF N), le scénario de ruine des réservoirs SER/SED non sismiques engendrerait des entrées d'eau dans les locaux.

Compte-tenu de la cote de vulnérabilité des transformateurs (estimée à 12,60 m NGF N), ce scénario n'induirait pas de perte des alimentations électriques externes.

Nota : il est peu probable qu'en cas de rupture des bâches SER/SED, il y ait un fort impact sur les bâtiments IPS ou la station de pompage étant donnés :

- l'emplacement des bâches sur le site : à l'extrémité sud ;
- la pente de la plate-forme du site vers la mer ;
- la présence de la salle des machines (point bas avec grand volume de rétention).

Le scénario d'inondation dû à la ruine des réservoirs SER/SED remplis ne peut être totalement écarté. Ce scénario devra être étudié pour déterminer quels sont les risques d'entrée d'eau dans les locaux et quels sont les matériels impactés.

4.2.4 MESURES COMPLEMENTAIRES DE PROTECTION ENVISAGEES

Pour le scénario de ruine des réservoirs SER/SED sous l'effet d'un séisme au-delà du dimensionnement, EDF réalisera une étude visant à déterminer la réalité ou non d'un risque d'entrée d'eau dans les locaux abritant des fonctions de sûreté. Au vu des résultats de cette étude, EDF déterminera s'il est nécessaire de mettre en place des protections supplémentaires, sur certains bâtiments, adaptées à ce risque.

RECS du CNPE de FLAMANVILLE 1-2

Chapitre 5 PERTE DES ALIMENTATIONS ELECTRIQUES - PERTE DES SYSTEMES DE REFROIDISSEMENT

SOMMAIRE

5.1	POUR LES REACTEURS ELECTRONUCLEAIRES	7
5.1.1	INCIDENT DE DIMENSIONNEMENT - PERTE TOTALE DES ALIMENTATIONS ELECTRIQUES EXTERNES	10
5.1.1.1	Dispositions de conception prenant en compte cette situation, moyens de secours prévus et conditions de mise en œuvre	11
5.1.1.2	Autonomie des alimentations électriques internes.....	12
5.1.1.3	Dispositions prises pour prolonger la durée d'utilisation des alimentations électriques internes	13
5.1.1.4	Dispositions pouvant être envisagées pour renforcer la robustesse de l'installation.....	14
5.1.2	PERTE TOTALE DES ALIMENTATIONS ELECTRIQUES EXTERNES ET DES ALIMENTATIONS INTERNES DE SECOURS	16
5.1.2.1	Perte des alimentations électriques externes et perte des alimentations de secours internes (situation H3)	16
5.1.2.2	Perte des alimentations électriques externes et de toute autre source de secours électrique actuellement prévue	26
5.1.3	PERTE DU SYSTEME DE REFROIDISSEMENT ULTIME.....	29
5.1.3.1	Dispositions de conception destinées à empêcher la perte de la source froide.....	29
5.1.3.2	Perte de la source froide principale (accès à l'eau de la mer)	34
5.1.3.3	Perte de la source froide « principale » et de la source froide alternative	38
5.1.4	PERTE DE LA SOURCE FROIDE PRINCIPALE CUMULEE AVEC LA PERTE TOTALE DES ALIMENTATIONS ELECTRIQUES EXTERNES ET DES ALIMENTATIONS INTERNES DE SECOURS..	38
5.1.4.1	Autonomie du site avant début éventuel d'endommagement du combustible.....	38
5.1.4.2	Actions (extérieures) prévues pour prévenir la dégradation du combustible.....	40
5.1.4.3	Dispositions pouvant être envisagées pour renforcer la robustesse de l'installation.....	41
5.1.5	POINTS A REEXAMINER AU REGARD DU REFERENTIEL DE SURETE EN VIGUEUR ET REMISE EN CONFORMITE.....	41
5.2	POUR LES PISCINES COMBUSTIBLE (BK)	42
5.2.1	GENERALITES	42
5.2.1.1	Introduction	42
5.2.1.2	Présentation des hypothèses communes aux différentes situations présentées.....	45

5.2.2	INCIDENT DE DIMENSIONNEMENT - PERTE TOTALE DES ALIMENTATIONS ELECTRIQUES EXTERNES	46
5.2.2.1	Dispositions de conception tenant compte de cette situation.....	46
5.2.2.2	Moyens de secours prévus et leurs conditions de mise en œuvre.....	46
5.2.2.3	Dispositions pouvant être envisagées pour renforcer la robustesse de l'installation.....	46
5.2.3	PERTE TOTALE DES ALIMENTATIONS ELECTRIQUES EXTERNES ET DES ALIMENTATIONS INTERNES DE SECOURS	47
5.2.3.1	Perte des alimentations électriques externes et perte des alimentations de secours internes	47
5.2.3.2	Perte des alimentations électriques externes et de toute autre source de secours électrique actuellement prévue	51
5.2.4	PERTE DU SYSTEME DE REFROIDISSEMENT ULTIME.....	51
5.2.4.1	Autonomie avant le découvrément de l'assemblage combustible	51
5.2.4.2	Actions extérieures prévues pour prévenir cet accident.....	53
5.2.4.3	Dispositions pouvant être envisagées pour renforcer la robustesse de l'installation.....	53
5.2.5	PERTE DE LA SOURCE FROIDE PRINCIPALE CUMULEE AVEC LA PERTE TOTALE DES ALIMENTATIONS ELECTRIQUES EXTERNES ET DES ALIMENTATIONS INTERNES DE SECOURS..	53
5.2.5.1	Autonomie avant le découvrément des assemblages combustible	53
5.2.5.2	Actions extérieures prévues pour prévenir cet accident.....	54
5.2.5.3	Dispositions pouvant être envisagées pour renforcer la robustesse de l'installation.....	54
5.2.6	CAS DE L'ASSEMBLAGE EN COURS DE MANUTENTION	54
5.2.7	POINTS A REEXAMINER AU REGARD DU REFERENTIEL DE SURETE EN VIGUEUR ET REMISE EN CONFORMITE.....	55

PRESENTATION DE LA DISTRIBUTION ELECTRIQUE D'UN REACTEUR ELECTRONUCLEAIRE

(voir figure 5-1 suivante)

Le rôle de la distribution électrique est d'alimenter les auxiliaires nécessaires au fonctionnement de la tranche (fonctionnement normal, incidentel et accidentel) sous une tension et fréquence dont les variations respectent les limites statiques et dynamiques admissibles dans tous les modes de fonctionnement et les transitoires correspondants. Afin de répondre aux exigences de sûreté, les auxiliaires de tranche peuvent être alimentés électriquement par cinq sources différentes (une seule nécessaire et utilisée à un instant donné) :

- deux alimentations électriques externes par réacteur (réseau électrique principal par le transformateur de soutirage, réseau électrique auxiliaire par le transformateur auxiliaire),
- deux alimentations de secours par réacteur (deux groupes électrogènes diesel),
- une alimentation de secours complémentaire par site (turbine à combustion).

Cette grande redondance et diversification des sources électriques répond à la logique de défense en profondeur qui structure toute la démarche de la sûreté nucléaire. Dans le cas présent, cette logique se traduit par la mise en œuvre des lignes de défense successives suivantes :

- en cas de fonctionnement normal du réseau électrique externe principal, le réacteur utilise cette source,
- sur certains cas de défaillance du réseau électrique externe principal, si le réacteur (appelé aussi « tranche ») est en puissance, il tente automatiquement un passage en îlotage (production de l'électricité dont il a besoin par son propre Groupe Turboalternateur GTA),
- en cas d'échec de l'îlotage, ou d'impossibilité de le réaliser, la tranche initie un basculement du réseau électrique externe principal vers le réseau externe auxiliaire (Basculement automatiquement TS/TA). Un arrêt automatique du réacteur intervient alors s'il était préalablement en puissance,
- en cas d'échec de ce basculement, la tranche se trouve en situation de Perte Totale des Alimentations Electriques Externes (PTAEE). Dans ce cas, l'alimentation électrique de la tranche peut être assurée par l'un ou l'autre des deux groupes électrogènes diesels, un seul des deux étant suffisant,
- en cas de perte cumulée des deux sources électriques externes et des deux groupes électrogènes diesels, l'alimentation électrique d'une voie peut encore être assurée par une turbine à combustion (une par site), ou par un diesel d'une autre tranche.

A noter que certains systèmes importants pour la sûreté de l'installation disposent, en plus d'une alimentation électrique supplémentaire (batteries, turbo-alternateur LLS alimenté par la vapeur produite par les générateurs de vapeur de la tranche). Ces différentes sources sont illustrées dans la figure ci-dessous :

DISTRIBUTION ELECTRIQUE

Les différentes lignes de défense des alimentations électriques

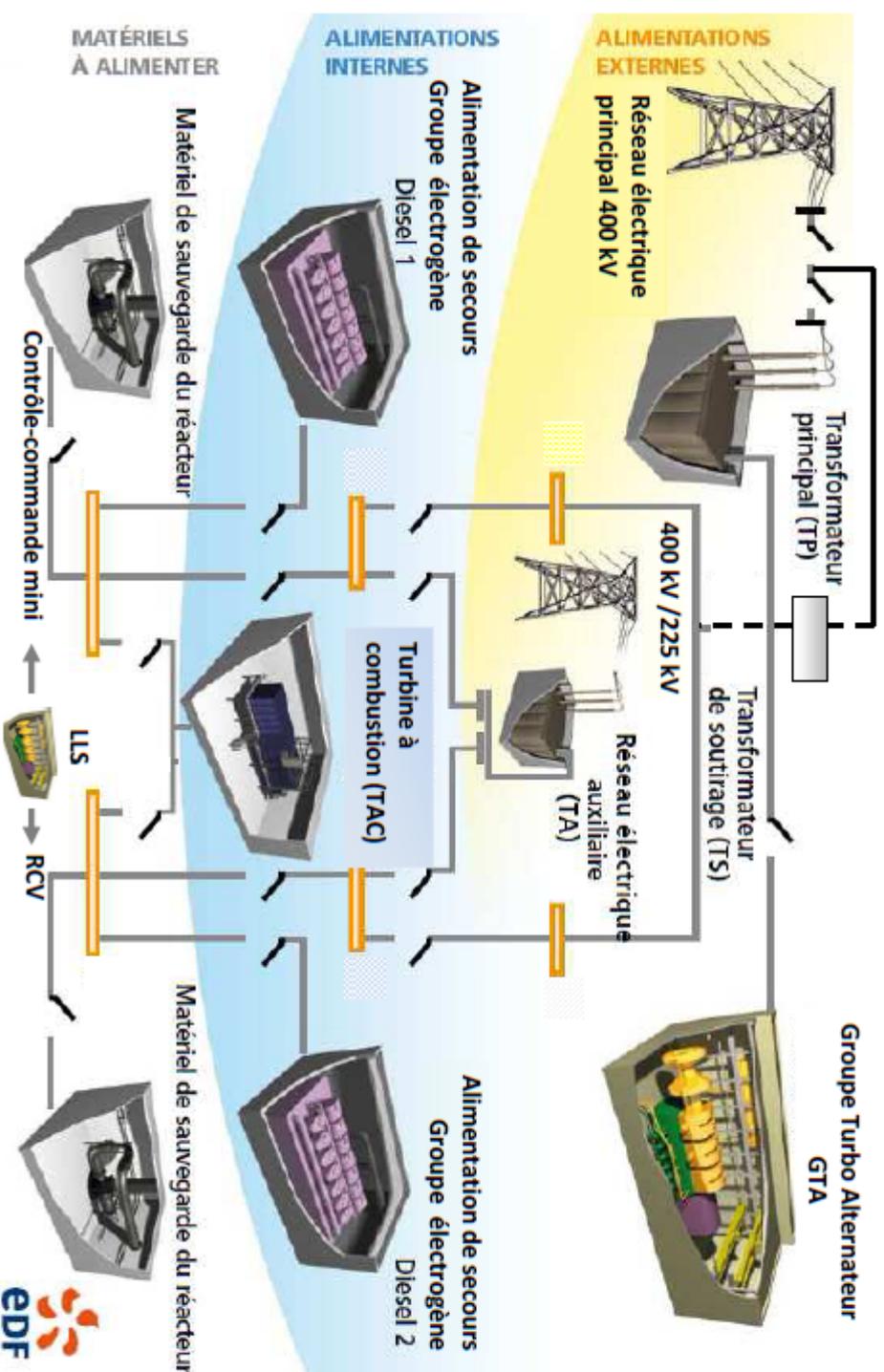


Figure 5-1 : schéma de principe de la distribution électrique d'un réacteur électronucléaire (applicable à Flamanville)

RENOI DE TENSION

Cette disposition constitue une ligne de défense supplémentaire concernant l'alimentation par les réseaux électriques externes. En effet, concernant ces alimentations, des règles sont prescrites :

- à la conception et en exploitation du réseau électrique pour minimiser le risque de pertes simultanées des deux alimentations électriques externes,
- pour minimiser le risque de leurs pertes successives du fait de raisons indépendantes,
- pour assurer la reprise de l'alimentation des auxiliaires de sauvegarde à la suite d'un incident.

Chaque site nucléaire dispose à cet effet de trois scénarios de renvoi de tension. Un scénario « interne » pour lequel un groupe de production électrique (un autre réacteur) « émetteur » du site renvoie la tension sur un autre groupe « récepteur » du même site et deux scénarios « externes » pour lesquels un groupe de production électrique « émetteur » d'un autre site (nucléaire, thermique ou hydraulique) renvoie la tension sur un groupe « récepteur » du site.

La mise en œuvre de ces scénarios est prévue de manière fortuite et exceptionnelle. Elle fait l'objet d'essais périodiques. Sa réussite repose d'une part sur les intervenants (opérateurs de la conduite du réseau électrique et opérateurs de la conduite des groupes émetteurs et récepteurs) qui disposent de procédures régulièrement mises à jour, d'autre part sur les matériels (régulations de vitesse et de tension, contrôle-commande, selfs, files de réseau, télé-coupleurs...), et enfin, si le groupe « émetteur » est un groupe nucléaire concerné par la perte du réseau, sur la réussite de son îlotage.

Compte tenu des éléments ci-dessus :

- chaque scénario est étudié à sa création sur le plan électrotechnique pour éviter l'apparition de phénomènes de surtensions transitoires lors de sa mise en œuvre ; il est régulièrement mis à jour pour tenir compte de l'évolution des matériels (réseau et production), et il est testé périodiquement ;
- les opérateurs sont formés à la mise en œuvre des scénarios et à la conduite d'un réseau séparé
- les performances des matériels sont régulièrement contrôlées ;
- les capacités d'îlotage des groupes sont suivies au travers de l'analyse de la réussite des îlotages fortuits et des essais périodiques ;
- chaque essai périodique d'un scénario de renvoi de tension est analysé pour détecter les dysfonctionnements éventuels et définir les axes d'amélioration locaux ou génériques pour le parc nucléaire.

Si, en sus de la perte des alimentations électriques internes et d'un îlotage raté d'une tranche, la perte des alimentations électriques externes (principale et secours) est :

1. **la conséquence d'un incident réseau au niveau local ou au niveau national, sans ruine de matériel** : alors, la réalimentation électrique externe (alimentations principale et/ou secours) du site est réalisée au plus tard dans les deux heures, à partir d'une partie du réseau local, d'un réseau étranger resté alimenté ou par la mise en œuvre d'un scénario de renvoi de tension. Ce renvoi de tension pourra être réalisé par une autre tranche ayant réussi son îlotage ou par un autre groupe (Turbine à combustion ou groupe hydraulique) ayant des capacités de démarrage sur un réseau hors tension. Dans le cas du CNPE de Flamanville 1-2 , les deux sources émettrices externes sont les sites de Paluel et Brennelis (TAC). La demande de renvoi de tension est initiée par le CNPE avec son degré d'urgence. Le choix du scénario de réponse est à la charge du gestionnaire du réseau. La mise en œuvre du scénario de réponse est réalisée en concertation entre le gestionnaire de réseau et le CNPE.
2. **la conséquence de destructions de matériels du réseau touchant de manière simultanée les deux alimentations électriques externes « principale » et « auxiliaire »** : alors, la réalimentation électrique externe (alimentations principale et auxiliaire) du site dépend du délai de réparation, de remplacement ou de substitution des éléments ruinés.

Les dispositions précédentes ont été consolidées à l'occasion du « passage à l'an 2000 » où une telle situation était redoutée.

PERTE DES ALIMENTATIONS ELECTRIQUES ET DES SYSTEMES DE REFROIDISSEMENT

La perte successive des différentes sources électriques est prise en compte dans les paragraphes qui suivent pour la partie « réacteur électronucléaire » ainsi que pour la partie « piscine de stockage du combustible ».

La source froide sert à évacuer la chaleur résiduelle du réacteur et de la piscine de stockage du combustible. Elle est constituée de deux voies séparées redondantes. Il s'agit pour les réacteurs de Flamanville de la mer. Les conséquences d'une éventuelle perte cumulée des deux voies de la source froide est considérée dans les paragraphes ci-après pour la partie « réacteur électronucléaire » ainsi que pour la partie « piscine de stockage du combustible ».

A titre d'illustration l'**Annexe « Arbres d'Evènements »** présente pour le cœur, comme pour la piscine de stockage du combustible, les arbres d'évènements associés au cas le plus pénalisant de situation de cumul de perte totale de source électrique et de perte totale de la source froide en considérant le cumul, sans considération de plausibilité, d'un séisme et malgré toutes les dispositions prises à la conception et en exploitation sur ces matériels.

5.1 POUR LES REACTEURS ELECTRONUCLEAIRES

La figure 5.1-1 ci-dessous présente l'installation générale d'un réacteur nucléaire du Parc EDF, avec tous les matériels intervenant dans la mitigation des situations de perte des alimentations électriques et de perte des systèmes de refroidissement.

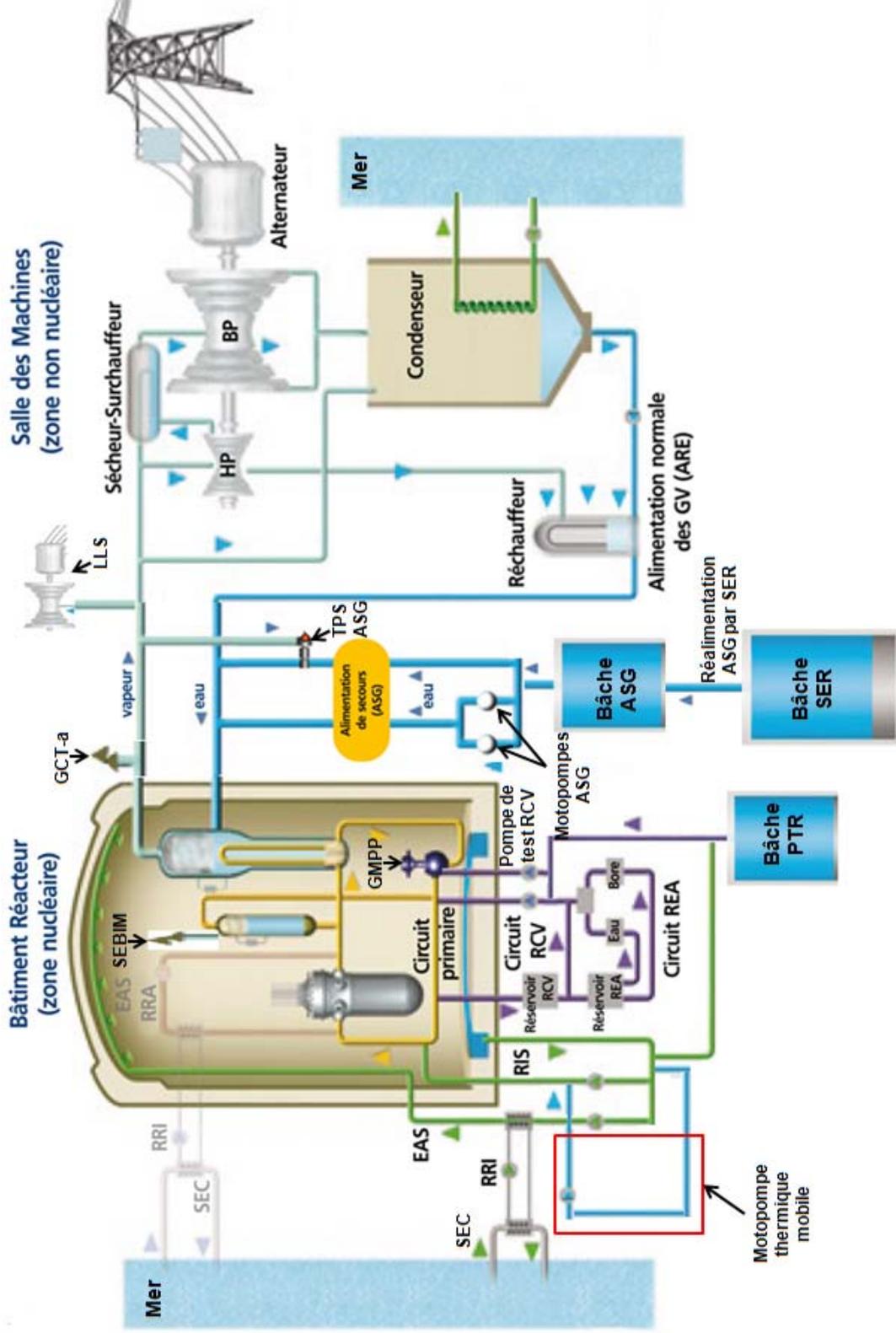


Figure 5.1-1 : schéma de principe d'installation générale d'un réacteur électronucléaire (applicable à Flamanville)

PRINCIPES DE FONCTIONNEMENT GENERAL

En fonctionnement normal, la puissance thermique du cœur est transmise aux turbines entraînant l'alternateur sous forme de vapeur d'eau produite par les générateurs de vapeur. Ces derniers sont alimentés en eau (issue du condenseur en sortie des turbines) par le circuit ARE.

Dans certaines conditions de fonctionnement normal, ou en fonctionnement incidentel ou accidentel, l'alimentation des générateurs de vapeur est réalisée par le circuit ASG en lieu et place du circuit ARE. L'eau alimentaire de secours des générateurs de vapeur provient alors du réservoir de stockage ASG, qui peut être réalimenté à partir des réservoirs SER ; cette eau alimentaire est injectée dans les générateurs de vapeur par le biais des deux motopompes électriques ASG ou par le biais des deux turbopompes ASG alimentées par la vapeur produite par les générateurs de vapeur.

Dans certains états de tranche, les conditions de pression et température ne permettent plus le refroidissement du circuit primaire par les générateurs de vapeur. Dans ces conditions, la puissance thermique du cœur est évacuée par le circuit de réfrigération du primaire à l'arrêt (RRA), lui-même refroidi par les circuits de réfrigération intermédiaire (RRI) et d'eau brute de secours (SEC).

Le circuit RCV, directement connecté au circuit primaire, permet le contrôle volumétrique et chimique de ce dernier. Il est associé au circuit REA assurant les fonctions d'appoint en eau et en bore. Un appoint au circuit primaire peut être réalisé par l'utilisation d'une pompe de charge RCV alimentée par l'eau borée du réservoir PTR.

Le réservoir PTR est également utilisé en conditions accidentelles dans les phases d'aspersion directe et d'injection directe par les circuits EAS et RIS : le premier circuit (EAS) a pour rôles principaux de maintenir l'intégrité de l'enceinte de confinement en cas de montée en pression et température et d'évacuer la puissance résiduelle du cœur vers la source froide par le biais d'échangeurs en interface avec le circuit RRI (lui-même en interface avec le circuit SEC). Le circuit RIS permet quant à lui d'injecter de l'eau borée dans le circuit primaire, puisée dans le réservoir PTR dans un premier temps, puis par recirculation à partir des puisards du bâtiment réacteur dans un deuxième temps.

PERTE DES ALIMENTATIONS ELECTRIQUES ET DES SYSTEMES DE REFROIDISSEMENT POUR LES REACTEURS

Les paragraphes 5.1.1 et 5.1.2 décrivent les situations de perte progressive des alimentations électriques externes, internes (situation H3) et de toute autre source de secours. Le paragraphe 5.1.3 présente ensuite la situation de perte du système de refroidissement (situation H1), tandis que le paragraphe 5.1.4 aborde le cumul déterministe des situations H1 et H3.

5.1.1 INCIDENT DE DIMENSIONNEMENT - PERTE TOTALE DES ALIMENTATIONS ELECTRIQUES EXTERNES

Description de l'incident

La Perte Totale des Alimentations Electriques Externes est une condition de fonctionnement du domaine de dimensionnement étudiée au titre du référentiel de sûreté. Elle suppose la perte du réseau électrique principal externe, l'échec de l'îlotage (production d'électricité par le GTA de la centrale) et la perte du réseau auxiliaire externe (on notera que le renvoi de tension par les autres tranches du site n'est pas utilisé dans la démonstration de sûreté puisqu'il impose un délai de mise en œuvre de l'ordre de 1h à 2h).

L'incident est considéré sur une seule tranche du site.

Dans cette situation de pertes successives de différents réseaux électriques, la tranche est alimentée par ses sources internes : 2 groupes électrogènes à moteur diesel par tranche. 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.

Suite à la Perte Totale des Alimentations Electriques Externes de la tranche, le réacteur s'arrête automatiquement. Les barres de contrôle chutent par gravité permettant d'étouffer la réaction de fission nucléaire. Le contrôle de la réactivité est ainsi assuré.

Les pompes primaires (GMPP) ne sont plus alimentées, n'étant pas secourues par les diesels. Le débit primaire décroît donc rapidement. Après l'arrêt complet des pompes primaires, une circulation naturelle en thermosiphon (prévue à la conception) dans les boucles primaires assure l'évacuation de la puissance résiduelle, qui diminue par la décroissance consécutive à l'arrêt automatique du réacteur.

Néanmoins, le cœur du réacteur continue à dégager de la chaleur, appelée puissance résiduelle. Elle doit être extraite du cœur pour empêcher sa montée en température, puis à terme son endommagement.

Du côté secondaire, l'arrêt du réacteur entraîne le déclenchement turbine et la fermeture des vannes d'admission 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).

5.1.1.1 Dispositions de conception prenant en compte cette situation, moyens de secours prévus et conditions de mise en œuvre

Protections Automatiques

La protection du réacteur est assurée :

- par l'arrêt automatique du réacteur sur signal de bas débit primaire, sur très basse vitesse de rotation des pompes primaires (lorsque le réacteur est en puissance), ou par la chute des grappes sur manque de tension,
- par les signaux faisant intervenir les niveaux des générateurs de vapeur, caractéristiques de la perte d'eau alimentaire normale et n'apparaissant qu'après les précédents signaux. Il s'agit du démarrage des turbopompes et des motopompes ASG pour alimenter en eau de secours les générateurs de vapeur. Lorsque les alimentations électriques externes sont perdues, la sauvegarde du réacteur est donc assurée par les motopompes, alimentées par les diesels de secours, ainsi que par les turbopompes qui utilisent la vapeur fournie par les générateurs de vapeur.

Scénario de l'incident et conduite du réacteur

A la suite de ces protections automatiques, intervient la conduite du réacteur effectuée par l'équipe de conduite en quart pour ramener le réacteur en état sûr (maintien du refroidissement par les générateurs de vapeur ou repli sur le circuit de refroidissement à l'arrêt (circuit RRA)).

Suite au démarrage des diesels de secours, l'équipe de conduite dispose alors de sources électriques qui vont lui permettre de ramener la tranche à l'état sûr.

Les actions réalisées par l'équipe de conduite consistent à refroidir le primaire par l'intermédiaire des générateurs de vapeur en agissant sur les vannes de contournement à l'atmosphère (GCT-a). En parallèle, l'équipe de conduite procède à un appoint au primaire en eau et en bore (substance chimique absorbant les neutrons) au fil du refroidissement. Elle dépressurise le primaire à l'aide de l'aspersion auxiliaire.

L'objectif de ces actions est d'atteindre des conditions de température et pression compatibles avec la mise en service du RRA, en tant que source froide privilégiée sur le long terme. Ces conditions sont atteintes dans des délais de l'ordre de 10 à 12 h.

Si le réacteur était initialement à l'arrêt et refroidi par le circuit de refroidissement utilisé à l'arrêt (RRA), la stratégie est de se maintenir dans cet état.

Le retour d'une ligne électrique externe (principale ou auxiliaire) par les différents moyens prévus (voir introduction du §5) permet de mettre fin à la situation de Perte Totale des Alimentations Electriques Externes.

Extension à toutes les tranches du site du scénario de Perte Totale des Alimentations Electriques Externe

L'extension de l'incident à l'ensemble du site ne modifie pas le scénario présenté précédemment. En effet, la conduite d'une tranche ne nécessite pas de matériel particulier ou commun à plusieurs tranches. En outre, l'utilisation d'un des deux renvois de tension externes est possible pour sortir de la situation. (voir introduction du §5).

5.1.1.2 Autonomie des alimentations électriques internes

Dans ce paragraphe sont présentées les autonomies des moyens de secours utilisés dans les scénarios de Perte Totale des Alimentations Electriques Externes. Le cas enveloppe, étudié au titre de la robustesse de l'installation, considère une situation de Perte Totale des Alimentations Electriques Externes sur l'ensemble du site pour une durée de 15 jours.

Autonomie en fioul

Pour l'ensemble des cas envisagés, en tenant compte de l'énergie à fournir en situation de Perte Totale des Alimentations Electriques Externes ainsi que de la consommation en fonction de la charge, l'autonomie initiale sans réapprovisionnement des groupes électrogènes diesels est garantie par les réserves requises sur site (seuils des Spécifications Techniques d'Exploitation) et vaut 3,5 jours minimum par groupe électrogène dans le cas le plus défavorable en termes de charge.

Pour couvrir le scénario d'une durée de 15 jours envisagé, des modalités de réapprovisionnement en fioul sont prévues au titre d'un contrat national qui prévoit un délai de réapprovisionnement de 24h en urgence et de 3 jours en situation normale.

Les réserves stratégiques de fioul sont propres à EDF. En outre, les groupes électrogènes de secours peuvent être alimentés indifféremment au FOD EDF (Fuel Oil Domestic) en provenance du Havre ou au FOD classique ou fioul routier en provenance de la raffinerie la plus proche. Cette caractéristique sécurise l'alimentation des groupes électrogènes de secours et donc leur autonomie.

Les réserves en fioul requises sur site (seuils STE) sont suffisantes pour assurer le fonctionnement des diesels depuis le démarrage jusqu'au premier réapprovisionnement, puis entre les réapprovisionnements.

Si nécessaire, des contacts sont pris avec les services préfectoraux pour obtenir des autorisations de circulation spéciales pour les camions citernes.

Autonomie en huile

Pour le CNPE de Flamanville 1-2, les réserves sont suffisantes pour garantir une autonomie de plus 3 jours. Au-delà, le réapprovisionnement est garanti par des dispositions propres à chaque site. Pour les appoints, il existe un stock d'huile pour l'ensemble du site au niveau de l'huilerie. Le réapprovisionnement est initié lors de l'atteinte d'un niveau bas du stock d'huile.

Dans tous les cas, la disponibilité des moyens de réapprovisionnement est assurée pour 15 jours.

Autonomie en eau

Pour tous les paliers, les réserves initiales en eau pour le refroidissement des diesels et des circuits d'air sont suffisantes pour assurer une autonomie de 15 jours.

Autonomie en air

Les diesels bénéficient d'un refroidissement Air-Eau autonome. Chaque diesel dispose d'une réserve d'air de lancement nécessaire à son démarrage. En cas de Perte Totale des Alimentations Electriques Externes, les réserves permettent d'assurer 5 démarrages. Après démarrage, des compresseurs permettent de réalimenter cette réserve.

5.1.1.3 Dispositions prises pour prolonger la durée d'utilisation des alimentations électriques internes

Dans ce paragraphe sont traitées les dispositions prises pour prolonger la durée d'utilisation des alimentations électriques internes.

5.1.1.3.1 Dispositions de conception et d'exploitation

Autonomie des diesels vis-à-vis de l'air de régulation SAR (système de distribution d'air comprimé de régulation)

Le remplacement des vannes électropneumatiques de régulation de la réfrigération d'eau HT par des vannes thermostatiques autonomes (uniquement pilotées par le fluide qui les traverse) a été réalisé afin d'assurer le bon fonctionnement des groupes électrogènes diesels de secours en l'absence d'alimentation en air (circuit SAR).

5.1.1.3.2 Dispositions d'organisation

5.1.1.3.2.1 Généralités sur l'organisation

Les procédures de conduite permettant de guider l'équipe de conduite en quart en situation accidentelle sont disponibles sur le site dans la salle de commande de la tranche.

L'organisation de gestion des événements techniques s'appuie sur différents niveaux de mobilisation selon la nature des événements.

Le premier niveau est composé du personnel présent sur site (en heures ouvrables) ou d'astreinte (heures non ouvrables) qui intervient à la demande de l'équipe de conduite.

Le deuxième niveau fait appel à une assistance technique nationale qui mobilise des ressources d'expertise et d'analyse supplémentaires.

Enfin, le troisième niveau est le Plan d'Urgence Interne, (PUI) obligation réglementaire dont l'objectif est de couvrir les situations présentant un risque notable pour la sûreté des installations, ou pour l'environnement.

La Perte Totale des Alimentations Electriques Externes ne nécessite pas la mise en œuvre du troisième niveau (PUI) et très rarement celle du second niveau d'organisation.

La décision de mobiliser le deuxième niveau de gestion des événements techniques est prise par l'Astreinte Direction du CNPE en concertation avec l'astreinte nationale, sur demande du Chef d'Exploitation, responsable de la sûreté de l'installation en temps réel, présent en permanence sur le site en tant que responsable hiérarchique de l'équipe de conduite.

Pour plus d'informations sur l'organisation de crise, se reporter à l'annexe dédiée sur l'Organisation de crise EDF.

5.1.1.3.2.2 Dispositions organisationnelles

Les différentes lignes de défense sont testées périodiquement. Des dispositions organisationnelles sont cependant en place pour faire face à un échec dans leur mobilisation.

Le Chef d'Exploitation et son équipe sont entraînés à la mise en œuvre du processus décisionnel permettant de mobiliser le deuxième niveau de gestion des événements techniques lors de leur maintien de compétences sur simulateur de conduite pleine échelle.

5.1.1.4 Dispositions pouvant être envisagées pour renforcer la robustesse de l'installation

5.1.1.4.1 Dispositions de conception et d'exploitation

Les dispositions de conception ou d'exploitation listées ci-dessous sont envisagées ou en cours de mise en œuvre afin de renforcer la robustesse de l'installation :

Fiabilisation du fonctionnement long terme des diesels

La fiabilisation du fonctionnement long terme des groupes électrogènes diesels se traduit par une modification de la logique de leur protection. Il s'agit de limiter les conséquences d'une éventuelle défaillance, susceptible d'entraîner la dégradation du groupe, en le déclenchant préventivement. Les pannes de longue durée peuvent ainsi être évitées par l'intermédiaire d'arrêts courts pour intervention. L'arrêt ou le déclenchement préventif d'un groupe apparaissent préférables à sa dégradation potentielle, en regard du risque de déclenchement du deuxième groupe sur la période restante, qui conduirait à la perte totale des sources électriques.

Plus précisément, cette fiabilisation permet la mise en service par commande manuelle de sécurités « non prioritaires » (rétablissement de protections classiques « non prioritaires » sur les diesels), inhibées automatiquement dans les phases court terme après démarrage.

Dans des situations thermohydrauliques sûres (état de repli atteint), l'arrêt d'un diesel pendant une courte durée n'a pas d'incidence sur la sûreté de la tranche compte tenu de la redondance des diesels.

Cette modification sera réalisée sur les tranches de Flamanville 1-2.

Autonomie des diesels vis-à-vis de l'air de régulation SAR (système de distribution d'air comprimé de régulation)

Comme indiqué au paragraphe 5.1.1.3.1, le remplacement des vannes électropneumatiques de régulation d'eau de réfrigération HT par des vannes thermostatiques autonomes (uniquement pilotées par le fluide qui les traverse) a été réalisé sur les tranches de Flamanville 1-2 afin d'assurer le bon fonctionnement des groupes électrogènes diesels de secours en l'absence d'alimentation en air (circuit SAR).

De même, la pleine ouverture sur réfrigération de l'eau BT est également contraignante en cas d'indisponibilité du circuit SAR, notamment pour la qualité de la combustion, mais elle ne conduit pas à l'endommagement du moteur. Afin d'optimiser le fonctionnement des diesels en cas d'indisponibilité du circuit SAR, le remplacement des vannes électropneumatiques de régulation d'eau BT par des vannes thermostatiques sera donc également réalisé sur les tranches de Flamanville 1-2.

Mise en économie des groupes électrogènes diesel

En cas de prévision d'utilisation de longue durée des sources électriques internes et d'impossibilité de réapprovisionnement immédiat, une "mise en économie" de ces sources peut être mise en œuvre. Il s'agit alors d'arrêter une de ces sources internes pour conserver son autonomie en carburant. La tranche est parfaitement apte à fonctionner dans de telles conditions, d'autant plus qu'elle a déjà été placée dans un état sûr.

La décision est prise par l'Astreinte Direction du CNPE sur avis des experts nationaux, en concertation avec le site. Ces experts disposent d'un document qui liste les principaux éléments de prise de décision et qui fournit au site les éléments techniques pour la mise en œuvre.

Ce processus de décision et de support des sites est testé périodiquement (se reporter à l'annexe dédiée sur l'Organisation de crise EDF).

L'ensemble de ces dispositions d'exploitation sera formalisé sous forme d'une fiche de conduite destinée à l'équipe nationale de crise en cohérence avec le déploiement de la modification de fiabilisation du fonctionnement long terme des groupes électrogènes décrite précédemment.

5.1.1.4.2 Dispositions d'organisation

Les dispositions existantes permettent de conduire la tranche jusqu'à un état sûr et de s'y maintenir pendant 15 jours, ce qui est considéré comme suffisant pour rétablir les alimentations électriques externes. Il n'y a donc pas de disposition complémentaire à envisager.

A noter de plus, que certaines parmi les dispositions supplémentaires définies plus bas dans la présente Evaluation Complémentaire de Sûreté pour augmenter la robustesse du site en cas de perte totale des alimentations électriques externes et internes répondent aussi à la situation étudiée ici.

5.1.2 PERTE TOTALE DES ALIMENTATIONS ELECTRIQUES EXTERNES ET DES ALIMENTATIONS INTERNES DE SECOURS

5.1.2.1 Perte des alimentations électriques externes et perte des alimentations de secours internes (situation H3)

Description de l'incident

La perte totale des alimentations électriques d'une seule tranche du site est une condition de fonctionnement complémentaire du référentiel de sûreté. Elle résulte de la perte des alimentations électriques externes associée à l'impossibilité de réalimentation des tableaux secourus par les deux groupes électrogènes de secours.

Si le réacteur est initialement en puissance ou en arrêt à chaud, en situation de perte totale des sources électriques externes et internes, les grappes de contrôle s'insèrent dans le cœur.

La puissance résiduelle est évacuée par thermosiphon (circulation naturelle prévue à la conception) si le circuit primaire est fermé, et par évaporation si le circuit primaire est ouvert.

Le refroidissement de la barrière thermique des pompes primaires est perdu. De plus, sont également perdues les pompes de charge qui assurent en fonctionnement normal l'injection aux joints des pompes primaires.

Côté secondaire, les générateurs de vapeur sont alimentés par le système d'eau alimentaire de secours (ASG). L'eau de secours est injectée dans les générateurs de vapeur par deux turbopompes (alimentées par la vapeur issue des générateurs de vapeur). La puissance résiduelle est évacuée par les vannes de contournement de la turbine vers l'atmosphère (GCT-a).

Moyens de protection

Les dispositions prises permettent de pourvoir aux fonctions suivantes, pendant le délai de remise à disposition de la tension (délai de 24 heures considéré dans le référentiel d'exigences de sûreté):

- assurer l'intégrité du primaire et éviter une brèche induite par la perte simultanée de la barrière thermique et de l'injection aux joints des pompes primaires (l'injection aux joints n'est plus nécessaire dans les conditions température $T < 220^{\circ}\text{C}$ et pression $P < 45 \text{ bar}$),
- assurer l'opérabilité et la commande des organes indispensables à la conduite de cette condition de fonctionnement (notamment les turbopompes d'alimentation de secours des générateurs de vapeur ainsi que les vannes de contournement à l'atmosphère), dans un premier temps par le secours du contrôle-commande et de l'air nécessaires à la régulation de ces organes puis par des actions en local si nécessaire,
- assurer le maintien de certaines informations en salle de commande indispensables à la conduite dans cette condition de fonctionnement,
- assurer l'éclairage de la salle de commande,

- assurer, dans les états fermés, l'appoint en eau et en bore au primaire pendant le repli à l'état sûr,
- assurer, dans les états ouverts, un moyen d'appoint pour compenser le débit de vaporisation.

Scénario de l'accident et conduite du réacteur

Le scénario et la conduite diffèrent selon l'état initial de la tranche :

Cas primaire fermé, circuit de refroidissement à l'arrêt (RRA) non connecté

Chaque tranche est équipée d'un turboalternateur de secours (LLS), alimenté directement par la vapeur des générateurs de vapeur et qui démarre automatiquement sur détection d'un manque de tension sur les tableaux secourus de puissance 6,6 kV.

L'objectif du démarrage de ce turboalternateur de secours est l'alimentation électrique d'une pompe d'injection de secours (dite pompe de test RCV), secourant les pompes de charge (RCV) afin de maintenir l'injection aux joints des pompes primaires. Cette pompe de test aspire de l'eau borée dans le réservoir d'eau primaire (PTR). Cette eau borée permet de maintenir, pendant le refroidissement, les marges d'anti-réactivité et de compenser la contraction du fluide primaire.

Le turboalternateur de secours permet également, avant décharge des batteries, de retrouver l'alimentation électrique des informations nécessaires à la conduite et de secourir l'éclairage de la salle de commande.

L'objectif de la conduite consiste alors à atteindre la température la plus basse possible (dépendant des limites de fonctionnement du turboalternateur de secours) pour favoriser la tenue mécanique des joints des pompes primaires.

Pour atteindre cet objectif, les actions significatives sont le contrôle de la température et du niveau du pressuriseur. La vitesse de refroidissement est modulée en fonction du niveau du pressuriseur.

Cas primaire fermé, circuit de refroidissement à l'arrêt (RRA) connecté

Dans ce cas, la stratégie consiste à laisser s'échauffer le circuit primaire afin de retrouver l'efficacité des générateurs de vapeur pour qu'ils puissent alimenter les turbopompes du système d'eau alimentaire de secours (ASG) et le turboalternateur de secours (LLS). La conduite est alors identique au cas précédent.

Pendant l'échauffement, la décharge du circuit primaire étant fermée, la montée en température provoque une expansion du fluide primaire. L'excédent éventuel est évacué par les soupapes du circuit de refroidissement à l'arrêt (RRA) qui écrètent la pression.

Nota préalable relatif aux états « primaire entrouvert » et « primaire suffisamment ouvert » : les réacteurs ne sont placés dans ces états que sur des durées limitées. La probabilité d'occurrence associée aux conséquences fonctionnelles décrites ultérieurement pour ces états est donc, de ce fait, extrêmement faible, quels que soient les accidents et cumul d'accidents envisagés.

Primaire entrouvert

Dans ce cas, le circuit primaire est repressurisable. La perte du circuit de refroidissement à l'arrêt (RRA) induite par la perte totale des alimentations électriques conduit à une montée en pression du circuit primaire.

Le principe de conduite consiste à refermer les événements et laisser le primaire remonter naturellement en pression et en température pour permettre le refroidissement par les générateurs de vapeur disponibles.

En cas d'échec de la refermeture des événements, la mise en service d'une pompe de charge, alimentée grâce à la turbine à combustion (TAC) permettra de compenser les déperditions aux événements.

Primaire suffisamment ouvert

Si la piscine du réacteur est pleine, l'inertie thermique est suffisante pour attendre le retour des alimentations électriques.

Dans le cas contraire, un appoint est réalisé en priorité par un appoint gravitaire à partir de la piscine de désactivation. Par la suite, l'appoint est réalisé par une motopompe thermique (moyen mobile) lignée en aspiration sur le réservoir d'eau borée (réservoir PTR).

Cette motopompe thermique est pré-lignée en Arrêt Pour Intervention Suffisamment Ouvert avant rechargement et elle doit être disponible sous 5h après rechargement.

A terme, l'appoint sera réalisé par une pompe de charge (RCV) alimentée grâce à la turbine à combustion (TAC).

5.1.2.1.1 Capacité et autonomie des batteries

L'exigence pour les batteries d'accumulateurs IPS (important Pour la Sûreté) est de pouvoir alimenter les utilisateurs (contrôle-commande minimal et instrumentation nécessaire au diagnostic et à l'orientation de l'équipe de conduite vers la procédure adaptée) pendant un manque de tension des sources alternatives d'une durée d'1 heure minimum, le respect de cette exigence est vérifié périodiquement.

La batterie permet d'assurer le basculement des sources de puissance (automatismes alimentés en continu) en quelques secondes seulement.

En cas de perte d'un chargeur, la batterie doit pouvoir alimenter le tableau source auquel elle est raccordée pendant au moins 30 min, le temps que le basculement sur un chargeur de secours soit effectué manuellement en local.

Cette autonomie d'1 heure est basée sur la capacité de la batterie à produire pendant toute sa durée de vie un courant contractuel. Ce courant, significativement supérieur au courant d'utilisation de la batterie, cela lui confère une marge supplémentaire en termes d'autonomie.

Par ailleurs, les procédures de conduite en situation de perte totale des alimentations électriques prévoient un fonctionnement dit « en économie de batteries ». Ce mode de fonctionnement consiste à délester la plupart des départs afin de pouvoir alimenter le plus longtemps possible une fraction estimée prioritaire de ceux-ci. Plus précisément, sur le palier 1300 MW ces délestages concernent les consommateurs associés au tableau LDC.

Enfin, le contrôle de l'autonomie des batteries est réalisé dans le cadre de la maintenance préventive. Il a pour objectif de prévoir à bon escient le remplacement des batteries à partir des essais de décharges effectuées lors des arrêts de tranche. Pour ce faire, ce n'est pas l'autonomie réelle qui est mesurée mais la tension des batteries au bout d'1 heure. Les essais périodiques réalisés permettent d'affirmer que des marges existent par rapport à la durée requise d'1 heure.

5.1.2.1.2 Autonomie avant début éventuel d'endommagement du combustible

Situation de perte des alimentations électriques externes et des sources d'énergie de secours de tranche

Primaire fermé

Le cas initialement à 100% Pn enveloppe les états Réacteur en Puissance (RP), Arrêt Normal sur Générateurs de Vapeur (AN/GV) et Arrêt Normal sur circuit de refroidissement du réacteur à l'arrêt (AN/RRA). La puissance résiduelle à extraire est en effet la plus importante dans l'état RP.

Comme décrit ci-dessus, en cas de perte totale des alimentations électriques primaire fermé, la puissance résiduelle du cœur est évacuée par les générateurs de vapeur, alimentés en eau secondaire par les turbopompes ASG, qui démarrent automatiquement. L'injection aux joints des pompes primaires est assurée par la pompe de test RCV alimentée par le turboalternateur de secours LLS. Les turbopompes ASG et le turboalternateur LLS utilisent de la vapeur produite par les générateurs de vapeur.

Puisque le primaire est intègre, l'autonomie dépend du volume des réserves d'eau secondaires alimentant les générateurs de vapeur (réservoir ASG réalimenté en gravitaire par les réserves d'eau déminéralisée SER).

A l'issue de ce délai, et suite à la non-réalimentation des GV, ceux-ci se vident et ne peuvent plus assurer leur fonction. Ensuite, le primaire s'échauffe et se pressurise jusqu'à l'ouverture des soupapes (SEBIM) des lignes de décharge du pressuriseur. Ceci provoque une vidange progressive de l'eau de refroidissement du cœur.

Un tel scénario, qui suppose la défaillance de tous les moyens de secours, mène donc à un découverture du combustible. Un tel découverture du combustible interviendrait plusieurs jours après le début de l'accident, en l'absence de toute disposition complémentaire.

Primaire entrouvert

Comme décrit ci-dessus, la perte du circuit de réfrigération du primaire à l'arrêt (RRA) induite par la perte totale des alimentations électriques provoque l'échauffement du primaire. La taille des ouvertures (événements) étant réduite, le primaire se pressurise et les générateurs de vapeur deviennent efficaces. Les procédures de conduite demandent la fermeture des événements en local, ce qui permet de rejoindre la situation précédente. En cas d'échec de cette fermeture, la mise en service d'une pompe de charge RCV alimentée par la turbine à combustion (TAC) permet de maintenir l'inventaire en eau.

Dans tous les cas, la situation « primaire fermé » est enveloppe du cas décrit dans le présent paragraphe, étant donné que la puissance résiduelle est plus faible en état « primaire entrouvert ». Les autonomies fournies précédemment pour le cas « primaire fermé » sont donc enveloppes.

Primaire suffisamment ouvert

Pour les situations en Arrêt Pour Intervention-Suffisamment Ouvert (API/SO, situation enveloppe pour les états suffisamment ouverts compte tenu du cœur chargé et de l'inventaire en eau plus faible), il est prévu de mettre en place un appoint gravitaire d'une fraction limitée de l'eau de la piscine BK pour compenser la vaporisation provoquée par la perte du circuit de réfrigération du primaire à l'arrêt (RRA) induite par la perte totale des alimentations électriques. Ensuite, la motopompe thermique mobile (voir Figure 5.1-1) lignée à l'aspiration sur le PTR doit être mise en service.

Ce scénario mènerait donc à un découvrement du combustible après la vidange complète du réservoir PTR (de volume utile 2815 m³). Un tel découvrement du combustible interviendrait plusieurs jours après le début de l'accident, en l'absence de toute disposition complémentaire.

Dans ces états API-SO, le cœur est complètement chargé en cuve. Par conséquent, la puissance résiduelle en cuve est largement supérieure à celle en piscine de stockage du combustible usé, ce qui justifie que la conduite privilégie un appoint en eau au circuit primaire depuis la piscine BK.

Il est également rappelé que la gestion de ces situations de perte totale des sources électriques (H3) en piscine de stockage du combustible (BK) ne fait pas appel au stockage d'eau borée du réservoir PTR (voir § 5.2) : l'intégralité du volume utile du réservoir PTR est donc mobilisable pour le refroidissement du combustible en cuve du réacteur.

L'autonomie en fioul de la motopompe thermique est de plusieurs jours, cette motopompe est réalimentable en fonctionnement.

Dans les états de tranche où la piscine du bâtiment réacteur (BR) est pleine (ou remplissable), le primaire s'échauffe lentement jusqu'à ébullition et le découvrement du combustible n'intervient pas non plus avant plusieurs jours.

Conclusion

De façon générale pour ces situations, les durées d'autonomie avant début de découverture du combustible sont de plusieurs jours. Elles sont compatibles avec la restauration d'une source électrique ou avec la mise en service de la turbine à combustion (TAC). Elles sont également compatibles avec la mise en œuvre des moyens supplémentaires identifiés plus bas dans les études de robustesse post-Fukushima.

Situation de perte des alimentations électriques externes et des sources d'énergie de secours de site

Seule la perte totale des alimentations électriques d'une seule tranche du site est étudiée dans le cadre du référentiel de sûreté : les éléments relatifs à la situation de site présentée dans la suite du paragraphe constituent donc une étude hors référentiel de sûreté réalisée spécifiquement pour répondre au cahier des charges des évaluations complémentaires de sûreté consécutives à l'accident de Fukushima.

Primaire fermé

Pour une situation de perte des alimentations électriques de site, par rapport à une situation de tranche, l'autonomie ASG+SER par tranche est réduite, car le volume SER est partagé entre plusieurs tranches. A l'issue de ce délai, et suite à la non-réalimentation des générateurs de vapeur, ceux-ci se vident et ne peuvent plus assurer leurs fonctions. Ensuite, le primaire s'échauffe et se pressurise jusqu'à l'ouverture des soupapes (SEBIM) des lignes de décharge du pressuriseur, ce qui entraîne la vidange progressive du circuit primaire. Le découverture du combustible intervient dans un délai plus réduit que dans la situation où un seul réacteur est affecté, mais reste néanmoins encore de plus d'un jour

Primaire entrouvert

La perte du circuit de réfrigération du circuit primaire à l'arrêt (RRA) induite par la perte totale des alimentations électriques provoque l'échauffement du primaire. La taille des ouvertures (événements) étant réduite, le primaire se pressurise et les GV deviennent efficaces. Les procédures de conduite demandent la fermeture du primaire en local (fermeture des événements), ce qui permet de rejoindre la situation précédente.

En cas d'échec de cette fermeture, la mise en service d'une pompe de charge RCV alimentée par la turbine à combustion (TAC) permet de maintenir l'inventaire en eau.

La turbine à combustion (TAC) est un matériel de site. Par conséquent, pour une situation de perte totale des alimentations électriques de site et par rapport à une situation de tranche, si plusieurs tranches se trouvent dans un état primaire entrouvert, une seule d'entre elles pourra bénéficier de la réalimentation par la TAC. Pour la tranche réalimentée par la TAC, voir ci-dessus à ce même paragraphe 5.1.2.1.2 / Situations de perte des alimentations électriques externes et des sources d'énergie de secours de tranche / Primaire entrouvert. Pour la ou les tranches dans un état où le circuit primaire est entrouvert et pour la ou les lesquelles la fermeture des événements aurait échoué, voir §5.1.2.2.2.

Primaire suffisamment ouvert

La réglementation (Règles Générales d'Exploitation) impose qu'une seule tranche du site à la fois se trouve en Arrêt pour Intervention avec le circuit primaire en état « suffisamment ouvert ». Il est donc impossible que se produise une situation où plusieurs tranches d'un même site, circuits primaires suffisamment ouverts, soient soumises en même temps à une situation de perte des alimentations électriques externes et de secours.

Les mêmes dispositions que celles décrites au §5.1.2.1.2 s'appliquent donc également ici, à savoir lignage et mise en service de la motopompe thermique mobile qui doit être prédisposée avant début de déchargement du cœur.

5.1.2.1.3 Actions (extérieures) prévues pour prévenir la dégradation du combustible

5.1.2.1.3.1 Gestion des régulations

Dans le cas d'une situation de perte totale des alimentations électriques de site, la réalimentation en air (circuit SAR) des vannes de contournement à l'atmosphère (GCT-a) et des régulations des turbopompes ASG de toutes les tranches ne peut pas être assurée. Ce circuit possède une réserve en air réalimentable.

De plus, sur chaque tranche le LLS réalimente le contrôle-commande d'une turbopompe ASG et des vannes de contournement à l'atmosphère (GCT-a) sur 2 des 4 générateurs de vapeur, permettant à ces actionneurs de continuer à être pilotés depuis la salle de commande.

Ces régulations peuvent dans tous les cas être reprises en manuel. Cette action est réalisée par les agents de l'équipe de conduite, présente en permanence sur le site. Le détail des actions est décrit dans une procédure spécifique qui diagnostique aussi le besoin de cette action manuelle et identifie les outillages nécessaires et les conditions d'intervention.

Le résultat de cette action, c'est à dire l'alimentation en eau des générateurs de vapeur, est contrôlé par un autre membre de l'équipe de conduite et par l'Ingénieur Sécurité, qui porte un regard indépendant sur les paramètres sécurité importants de l'installation. Les agents de terrain de l'équipe de conduite reçoivent une formation périodique spécifique à la plupart des manœuvres de reprise de régulation en manuel.

5.1.2.1.3.2 Mise en œuvre des moyens appelés pour la gestion de la situation

De façon générale, les moyens fixes ou mobiles (MDC : Matériels du Domaine Complémentaire; MMS : Moyens Mobiles de Sécurité) appelés pour gérer les situations incidentelles et accidentelles et en particulier la situation de perte des alimentations électriques externes et internes de secours doivent être mis à disposition dans des délais et selon des conditions préétablis. Chaque CNPE définit l'organisation permettant de mettre en service, d'exploiter les matériels mobiles et d'en garantir la disponibilité.

Sur demande des équipes nationales ou locales de crise, des matériels de crise fixes ou mobiles peuvent également être utilisés à des fins d'action ou de diagnostic.

De façon à garantir la disponibilité de ces matériels, le cas échéant dans les délais préétablis, 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.

La composition des équipes présentes en permanence sur le site prévoit les compétences nécessaires à la réalisation des actions de conduite de l'installation, de mise à disposition des équipements supplémentaires précités, de réalimentation électrique.

Selon le niveau de tension ou de complexité, les actions de réalimentations électriques sont confiées à différents agents. Ainsi, la connexion du groupe électrogène supplémentaire (Turbine à Combustion), décrite dans une procédure spécifique, est réalisée par un « chargé de manœuvres électriques » habilité à travailler sur des tensions élevées. Il faut noter que cette connexion, bien que mettant en œuvre un moyen exceptionnel, est similaire aux manœuvres effectuées lors des arrêts pour maintenance de l'installation.

L'équipe peut aussi compter sur le 3ème niveau d'organisation de gestion des événements, tel que décrit au § 5.1.1.3.2. Les ressources organisationnelles sont alors celles de la conduite et du Plan d'Urgence Interne (PUI).

En cas de perte des alimentations électriques, les locaux PUI sont équipés de la façon suivante :

- d'un groupe électrogène autonome,
- d'une prise externe permettant un raccordement à un groupe électrogène mobile,
- de batteries et d'onduleur avec une autonomie de quelques heures pour garantir l'alimentation de l'éclairage et des moyens de communication jusqu'à l'enclenchement des alimentations de secours.

5.1.2.1.4 Effets falaise et Dispositions pouvant être envisagées pour renforcer la robustesse de l'installation

5.1.2.1.4.1 Identification des moments où les principaux effets falaise se produisent et parades

Primaire fermé et Etat entrouvert

Comme indiqué ci-dessus, pour la situation H3 se produisant sur un seul réacteur d'un site, et en ne considérant aucune des dispositions de secours d'ores et déjà prévues, l'effet falaise de début de découverture du combustible n'interviendrait qu'au bout de plusieurs jours. Etendue à l'ensemble des tranches du site, cette situation entrainerait ce même effet falaise dans un délai plus réduit, mais néanmoins encore de plus d'un jour (autonomie des réservoirs ASG+SER).

Pour augmenter encore la robustesse des tranches dans ces situations en augmentant ces délais, **EDF étudie des moyens ultimes de réalimentation en eau du système ASG qui soient de nature pérennes (forage, bassins...) et les moyens matériels et humains associés.**

EDF étudie également l'apport par la Force d'Action Rapide Nucléaire (FARN) de certains moyens relatifs à cette réalimentation ultime du réservoir ASG (voir annexe FARN).

A terme, ce dispositif sera alimenté par le Diesel d'Ultime Secours (DUS, voir § suivant)

Dans l'attente de la mise en place du DUS, EDF équipera ses tranches d'un groupe électrogène qui permettra le fonctionnement de ce moyen ultime de réalimentation en eau.

La tenue des Turbopompes (TPS) ASG et du système de secours LLS à la montée de la température dans les locaux en l'absence de ventilation a été vérifiée jusqu'à 24 heures conformément au référentiel. **EDF entreprend des études de vérification de la tenue de ces matériels au-delà de 24h.**

Etat suffisamment ouvert

Comme indiqué ci-dessus, l'effet-falaise de découverture du combustible intervient dans ces situations au bout de plusieurs jours (vidange du réservoir PTR en utilisant la motopompe thermique). Pour augmenter encore la robustesse des tranches dans ces situations en augmentant ces délais, **EDF étudie des moyens ultimes de réalimentation en eau du système PTR qui soient de nature pérennes (forage, bassins,...) et les moyens matériels et humains associés.**

Les sources d'eau et d'alimentation électrique de ce moyen ultime seront communes avec le moyen ultime de réalimentation du système ASG (voir « primaire fermé » ci-dessus).

EDF étudie également l'apport par la Force d'Action Rapide Nucléaire (FARN) de certains moyens relatifs à cette réalimentation ultime du réservoir PTR (voir annexe FARN).

Par ailleurs, afin d'assurer le maintien de certaines informations en salle de commande indispensables à la conduite de cette condition de fonctionnement, et pour couvrir de manière plus robuste les situations après l'épuisement des batteries (le LLS n'étant pas disponible dans ces situations « primaire suffisamment ouvert), **EDF équipera ses tranches d'un groupe électrogène assurant ce maintien. A terme, ce groupe sera le Diesel d'Ultime Secours (DUS) mentionné ci-dessus.**

Nota : cette disposition peut couvrir également certaines situations relatives à l' « Etat entrouvert ».

5.1.2.1.4.2 Dispositions pouvant être envisagées pour prévenir ces effets falaise ou pour renforcer la robustesse de l'installation (modification de conception, modification des procédures...).

Afin de prévenir les effets falaise décrits dans le paragraphe précédent, EDF mettra en œuvre les dispositions suivantes :

- **Mise en place des moyens ultimes de réalimentation en eau des systèmes ASG et PTR qui soient de nature pérennes (forage, bassins...), avec les moyens matériels et humains associés. De plus, certains de ces moyens pourront être secourus par la Force d'Action Rapide Nucléaire.**
- **Installation d'un Diesel d'Ultime Secours (DUS) par tranche, dont le rôle sera également de réalimenter une motopompe ASG, en sus de la reprise des fonctions assurées par le LLS en cas d'indisponibilité de ce dernier.**
- **Dans l'attente de la mise en place du DUS, mise en place d'un petit groupe électrogène de secours qui garantira la réalimentation du contrôle commande minimum et de l'éclairage de secours de la salle de commande.**

Il est également envisagé d'équiper à court terme les CNPE en moyens mobiles autonomes d'éclairage supplémentaire de forte puissance, de façon à faciliter les interventions dans les locaux.

De façon générale, les moyens envisagés seront choisis de façon à être mis en œuvre par le personnel présent sur site ainsi que par celui de la Force d'Action Rapide Nucléaire dès son arrivée. Les procédures existantes seront complétées pour tenir compte de ces nouveaux équipements et le personnel sera entraîné.

Par ailleurs, EDF entreprend des études de vérification de la tenue au-delà de 24 heures des Turbopompes (TPS) ASG et du système de secours LLS à la montée de la température dans les locaux en l'absence de ventilation.

Présentation du Diesel d'Ultime Secours

Chaque tranche sera équipée d'un groupe électrogène « Diesel d'Ultime Secours » (DUS) dédié à la prévention et à la mitigation d'un accident grave hypothétique. Il pourra assurer, en totale autonomie et pendant 48h, le secours électrique partiel d'un tableau électrique secouru, sous un délai d'environ 1 h lors d'une situation de perte des alimentations électriques externes et internes ; sa puissance autorisera l'alimentation électrique d'un moyen d'injection au primaire et d'une motopompe ASG.

Le DUS 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 BAN et du BK et le secours du système de mise en dépression de l'espace inter-enceinte (voir chapitre « accidents graves »). Le DUS sera conçu de façon à être robuste aux agressions (séisme, inondation à un niveau à définir).

5.1.2.1.4.3 *Dispositions organisationnelles*

Un document de conduite « H3 de site » traitant la situation de perte des alimentations électriques externes et des sources d'énergie de secours sera construit.

5.1.2.2 **Perte des alimentations électriques externes et de toute autre source de secours électrique actuellement prévue**

En sus de la perte des alimentations électriques externes et de la perte des groupes électrogènes diesels (situations H3 étudiées précédemment), il est supposé ici de façon déterministe la perte supplémentaire du groupe turbo-alternateur LLS et de la TAC. De façon conservatrice, seule la situation de site est présentée.

Cette situation va très au-delà du référentiel de sûreté : les éléments présentés dans la suite du paragraphe constituent donc une étude supplémentaire réalisée en conformité avec le cahier des charges de l'ASN dans le cadre spécifique des évaluations complémentaires de sûreté consécutives à l'accident de Fukushima.

A titre de robustesse supplémentaire la perte instantanée des turbopompes ASG est considérée, bien que ce matériel fonctionne indépendamment des sources électriques.

5.1.2.2.1 **Capacité et autonomie des batteries**

Idem 5.1.2.1.1

5.1.2.2.2 **Autonomie du site avant début éventuel d'endommagement du combustible**

Etat primaire fermé

Par rapport à la situation évoquée au paragraphe 5.1.2.1.2, le turbo-alternateur LLS est supposé perdu dès l'instant initial. Ceci revient donc à perdre l'injection aux joints des pompes primaires (GMPP).

Aujourd'hui, compte-tenu du remplacement des joints toriques des pompes primaires par des joints haute température, et du remplacement des glaces en alumine par des glaces en nitrure de silicium, la perte de l'injection n'est plus synonyme d'une fuite significative aux joints des GMPP valant petite brèche sur le circuit primaire.

Ceci est corroboré par le retour d'expérience international (Incident de Maanshan, 2001) et les analyses menées par Westinghouse sur des joints GMPP avec joints toriques haute température, comparables à ceux du Parc.

EDF envisage de confirmer par essais la robustesse de ces joints à technologie améliorée.

Par ailleurs, EDF étudie une évolution de la conduite actuelle basée sur une anticipation du refroidissement rapide. Cette disposition supplémentaire limite de façon encore plus considérable le risque de brèche aux joints des pompes primaires, l'injection aux joints n'étant plus nécessaire dès que la température primaire devient inférieure à 220°C et la pression primaire inférieure à 45 bars.

Au total, l'ensemble de ces dispositions permet de considérer aujourd'hui comme non plausible une brèche significative aux joints des pompes primaires.

Dans cette situation non plausible, le délai avant découverte du combustible serait alors de l'ordre d'une journée.

En conclusion, le cas où une fuite aux joints apparaîtrait dans ces situations n'est pas, à ce stade et une fois l'évolution de la conduite mentionnée plus haut réalisée, à considérer comme plausible. **EDF lance des essais de tenue des joints à technologie améliorée, présents sur ses installations, pour confirmer ce caractère non plausible.**

A titre de robustesse supplémentaire, dans le but d'augmenter le délai avant découverte du combustible dans ce type de situation, **EDF prévoit une autre modification de la conduite. L'objectif de cette évolution de conduite est de limiter la dépressurisation des générateurs de vapeur à une pression garantissant une alimentation en vapeur suffisante des turbopompes ASG (voir § 5.1.2.2.4).**

Enfin, de façon complémentaire et afin de prendre en compte tous les effets faibles notables vis à vis du risque de découverte du combustible, la perte instantanée de la Turbopompe ASG est considérée de manière déterministe. Dans cette situation et en l'absence de moyens de refroidissement du cœur, le délai avant découverte du combustible serait alors de quelques heures.

Il convient de noter que la diversification en source d'énergie que constituent les TPS, leur totale autonomie, et leur fiabilité constatée tant sur le parc EDF en Exploitation, qu'au niveau international (notamment lors de l'incident de la centrale Maanshan et lors de l'accident de Fukushima), rendent ce scénario peu plausible.

Afin de prévenir ces effets faibles et pour renforcer la robustesse de l'installation face à cette situation, EDF envisage les dispositions complémentaires suivantes:

- **Installation d'un Diesel d'Ultime Secours (DUS) par tranche, dont le rôle sera également de réalimenter une motopompe ASG, en sus de la reprise des fonctions assurées par le LLS en cas de perte de ce dernier.**
- **Dans l'attente de la mise en place du DUS, mise en place d'un petit groupe électrogène de secours qui garantira la réalimentation du contrôle commande minimum et de l'éclairage de secours de la salle de commande.**
- **Mise en place des moyens ultimes de réalimentation en eau de l'ASG (forage, bassins,...), certains de ces moyens pouvant être secourus par la Force d'Action Rapide Nucléaire.**

Etat primaire entrouvert

Le LLS n'intervient pas et la perte de la turbine à combustion (TAC) se traduit par l'impossibilité d'utiliser une pompe RCV pour compenser l'évaporation aux événements. La situation étant alors considérée comme dégradée dans les procédures de conduite, un refroidissement maximal est demandé. Pendant ce refroidissement maximal, la pression secondaire reste toujours inférieure à 8 bars, la turbopompe alimentaire de secours requise ne pouvant alors pas être alimentée en vapeur, le GV requis se vide complètement. En l'absence de cet appoint, pour la situation la plus pénalisante, le découverture du combustible intervient en une dizaine d'heures.

Afin de renforcer la robustesse de l'installation dans cette situation, EDF prévoit une évolution de la conduite actuelle: celle-ci consistera à réchauffer et repressuriser le circuit primaire jusqu'à disposer d'une pression secondaire suffisante pour alimenter la turbopompe alimentaire de secours requise et maintenir ainsi l'inventaire en eau du GV requis lorsque le circuit primaire est repressurisable. Elle permettra de dégager une autonomie supplémentaire de plus d'une dizaine d'heures.

Etat primaire suffisamment ouvert

Dans cette situation, le LLS n'intervient pas. Par rapport à la situation décrite au 5.1.2.1.2, la turbine à combustion (TAC) est indisponible, si bien que le début de découverture du combustible intervient quelques heures après la vidange intégrale du réservoir PTR par la motopompe thermique, soit plusieurs jours après le début de l'accident.

Nota : la réglementation (Règles Générales d'Exploitation) impose qu'une seule tranche du site à la fois se trouve en Arrêt pour Intervention avec le circuit primaire en état « suffisamment ouvert ».

5.1.2.2.3 Actions (extérieures) prévues pour prévenir la dégradation du combustible

De façon générale, les dispositions présentées au § 5.1.2.1.3 demeurent applicables pour les situations décrites dans le paragraphe précédent.

5.1.2.2.4 Dispositions pouvant être envisagées pour renforcer la robustesse de l'installation

D'une façon générale, les moyens supplémentaires déjà envisagés pour la situation étudiée au § 5.1.2.1 répondent aussi à la présente situation considérée. On n'indique ici que les dispositions supplémentaires spécifiques à la présente situation et déduites du §5.1.2.1.4.

Etat primaire fermé

Comme indiqué en §5.1.2.2, EDF prévoit deux évolutions de 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 GV.**

Etat entrouvert

Comme mentionné en §5.1.2.2.2, afin de renforcer la robustesse de l'installation en situation de perte totale des alimentations électriques en état « primaire entrouvert », EDF prévoit une évolution de la conduite, de remontée en pression pour évacuer la puissance résiduelle par les GV.

Les autres dispositions décrites dans le paragraphe précédent pour l'état « primaire fermé » seront également utiles pour l'état « primaire entrouvert ».

5.1.3 PERTE DU SYSTEME DE REFROIDISSEMENT ULTIME

La source froide sert à fournir de l'eau pour refroidir des systèmes des installations nucléaires ou conventionnelles.

Le CNPE de Flamanville 1-2 est situé dans le département de la Manche. Il comporte à l'heure actuelle 2 tranches en « circuit ouvert » qui prélèvent un débit total de 90 m³/s. Une troisième tranche est en cours de construction.

La connexion au milieu naturel se fait en bord de cote. La prise d'eau d'une largeur de 50 m est en légère forme d'appendice et alimente un canal qui dessert les stations de pompage dans l'ordre 1 / 2 et bientôt 3.

Juste à l'amont de chacune des stations de pompage :

- une passerelle flottante est équipée d'une plaque plongeante, elle permet d'arrêter une éventuelle nappe d'hydrocarbures et des corps flottants,
- une fosse à galets creusée dans le chenal et permettant la décantation des sédiments,
- une passerelle flottante équipée d'une plaque plongeante, permettant d'arrêter une éventuelle nappe d'hydrocarbures et des corps flottants.

Pour une tranche en puissance, les débits pompés sont de l'ordre de 45 m³/s, tandis qu'ils sont d'environ de 1,5 m³/s (débit de sûreté) quand elle est à l'arrêt.

Dans le reste du document et sauf indication contraire, seuls les circuits classés de sûreté de la source froide seront évoqués.

5.1.3.1 Dispositions de conception destinées à empêcher la perte de la source froide

5.1.3.1.1 *Contrôle du refroidissement - Lien avec la source froide naturelle*

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.

Ainsi, le tableau ci-dessous permet d'identifier, selon les états du réacteur, les matériels ou circuits utilisés en tant que «Source Froide».

	Matériels ou circuits utilisés	Source Froide
Fonctionnement normal	○ Générateurs de vapeur	○ Eau alimentaire normale ○ Eau d'alimentation de secours des GV (ASG) et décharge à l'atmosphère (GCT-a).
A l'arrêt	○ Générateurs de vapeur	○ Eau ASG, décharge à l'atmosphère GCT-a
	○ Circuit RRA	○ Eau de réfrigération intermédiaire (RRI) refroidie par le circuit d'eau brute secourue (SEC)
Stockage combustible usé	○ Circuit PTR	○ Eau RRI refroidie par le circuit SEC
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)	○ Eau RRI refroidie par le circuit SEC ○ Eau du réservoir PTR

Les ouvrages de prise d'eau et la station de pompage assurent le transit et la filtration de l'eau brute qui, une fois captée et filtrée, sert au refroidissement des circuits via des échangeurs thermiques.

De l'amont à l'aval, les matériels utilisés pour assurer le transit et la filtration de l'eau brute consistent en des grilles de pré-filtration, un tambour filtrant et des pompes. L'eau transite principalement au travers de chenaux aménagés, rus ou conduites d'eau en béton ou métalliques.

Une station de pompage est affectée à chaque tranche et une banalisation est réalisée pour la paire de tranches. Les stations de pompage regroupent les étages de pré-filtration et filtration fine :

- L'étage de pré-filtration (les barreaux des grilles de filtration ont un espacement de 5 cm) est constitué de 4 pertuis par voie, chacun équipé d'un dégrilleur fixe.
- L'étage de filtration fine (filtre dont la maille des panneaux filtrant est de 3 mm) est constitué d'un tambour filtrant par voie.

5.1.3.1.2 Base du dimensionnement

Le transit et la filtration de l'eau brute sont assurés entre les PBES et les PHES, respectivement plus basses et plus hautes eaux de sécurité. Le calcul de ces niveaux d'eau prend en compte le contexte spécifique du site. La prise en compte des différents critères de conception impose au final :

- la forme et la hauteur des digues,
- la forme, la profondeur et la largeur du canal d'amenée,
- 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 (SEC, CFI).

Les 3 derniers points fixeront la forme et la profondeur de la station de pompage.

A noter que le partage de la fonction "transit et filtration" de l'eau brute avec des matériels non classés de sûreté a un impact direct sur le dimensionnement des matériels et des ouvrages. Comme cela sera évoqué par la suite, tant sur le plan conception qu'exploitation, et si cela s'avère nécessaire, la priorité dans ce partage est toujours donnée à la sûreté.

Ces données de conception sont revisitées périodiquement dans le but d'améliorer le cas échéant la robustesse de l'installation. Ainsi, on peut noter au cours des 10 dernières années :

- Création d'un référentiel de sûreté des matériels de la station de pompage avec pour but d'homogénéiser les exigences de sûreté sur les installations du parc dont les référentiels de conception pouvaient être différents.
- Etudes prospectives des conséquences des agressions externes d'origine climatique.
- Etudes de réduction de l'impact sur la disponibilité des événements pouvant affecter la source froide et garantir la conformité des matériels par rapport à leurs exigences fonctionnelles.
- Etudes de robustesse de la station de pompage.

Par ailleurs, dans le cadre des réexamens périodiques de sûreté, des études de robustesse sont menées vis à vis des situations de perte totale de la source froide du site susceptibles d'être provoquées par des agressions externes de mode commun d'origine naturelle.

Les principales dispositions de conception mises en place pour y faire face sont les suivantes :

- un dimensionnement des installations de pompage et de filtration obtenu à la conception par la mutualisation des organes filtrants alimentant les systèmes classés et non-classés de sûreté,
- la surveillance de la perte de charge des moyens de filtration et du niveau d'eau juste à l'amont des pompes de sûreté. Les protections associées à cette surveillance conduiront à déclencher les pompes non classées de sûreté afin de libérer de la marge pour celles classées de sûreté de la manière suivante :
 - diminution des pertes de charge sur l'ensemble de la ligne d'eau entraînant ainsi une augmentation du niveau d'eau à l'aspiration des pompes de sûreté SEC et une amélioration de l'efficacité de la filtration. Après le déclenchement des pompes non classées de sûreté, le débit à filtrer par le tambour est le seul débit du SEC soit une division par 20 des débits à filtrer. Diviser par 20 le débit appelé par la tranche revient à diviser par 400 les pertes de charge équivalentes sur toute la ligne d'eau puisque elles sont fonction du carré du débit,
 - diminution du débit à filtrer avec une capacité de filtration équivalente, le débit global appelé devient ainsi très faible et entraîne une diminution notable des pertes de charge au niveau des ouvrages d'amenée d'eau. Par conséquent, le niveau d'eau en Station de Pompage est équivalent au niveau de la source froide naturelle (mer). Dans ce cas, la hauteur immergée du tambour filtrant est augmentée,
 - diminution de la vitesse d'aspiration des colmatants, ainsi cette dernière combinée avec l'augmentation de la surface filtrante conduisent à une amélioration sensible de l'efficacité de la filtration (moins de déchets aspirés et plus de surface filtrante disponible).

La présence d'une mesure de niveau aval filtration renforce la robustesse vis à vis du colmatage.

Par ailleurs, les stations de pompage font l'objet d'une surveillance renforcée en exploitation lors des événements de colmatage (voir § 5.1.3.1.3).

5.1.3.1.3 Dispositions d'exploitation visant à éviter la perte totale de la source froide

Une surveillance des prises d'eau, des stations de pompage et du canal d'amenée est réalisée d'une part par l'exploitant dans le cadre de ses rondes et d'autre part par le service de maintenance 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 pourront être mises en œuvre, 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.

Grands Froids

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.

Hydrocarbures

Dans le cadre de menace d'arrivée de polluant préjudiciable à l'environnement aux abords du littoral puis de pollution effective, les pouvoirs publics peuvent mettre en œuvre deux plans.

- POLMAR-Mer pour traiter la phase détection, surveillance et lutte en mer.
- POLMAR –Terre pour traiter la phase lutte contre la pollution du littoral.

Les CNPE s'appuient sur ces deux dispositifs pour accéder aux données utiles à leur propre gestion interne de l'événement.

Cette gestion s'appuie sur une convention entre la Préfecture Maritime et le site afin d'être alerté, puis de disposer des données sur l'événement et son évolution. La dérive d'un polluant en mer est évaluée à l'aide d'abaques intégrés aux consignes.

En fonction de l'évolution de la situation (compte tenu des vents, des marées, de la nature de l'hydrocarbure, ...), 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. Cette disposition a pour objectif de limiter le colmatage des dispositifs de filtration (voir paragraphe précédent).

Colmatants

L'arrivée de colmatants à la station de pompage est détectée par les alarmes propres à ce système. 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 les lavages haute pression et le fonctionnement à grande vitesse.

Lors d'une arrivée inopinée de colmatants à la station de pompage, les actions automatiques (principalement déclenchement des pompes CRF non classées de sûreté) interviennent (voir § précédent). Un agent est dépêché sur place pour évaluer la situation.

Une procédure spécifique guide les équipes de conduite dans la gestion de cette situation. Les premières actions de décolmatage sont effectuées sur place par les agents de l'équipe de conduite et par les agents d'astreinte. Si nécessaire, des moyens complémentaires sont appelés auprès de prestataires (engins, moyens de stockage provisoire, évacuation des colmatants,...).

Conjugaison Marées de fort coefficient, vents

Ces situations sont gérées par une consigne incidentelle spécifique, qui gère les phénomènes de tempête et de présence de colmatant qui peuvent impacter 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 IPS, et permet de faciliter le nettoyage des matériels colmatés.

Cette consigne suit :

- Les alarmes station de pompage.
- La météorologie et notamment, 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.
- La gestion de la communication avec RTE et COPM en situation d'alerte de station de pompage.
- La surveillance renforcée en station de pompage.
- Les différents replis envisagés.

5.1.3.2 Perte de la source froide principale (accès à l'eau de la mer)

5.1.3.2.1 Perte de la source froide sur une tranche du site

5.1.3.2.1.1 Description de l'incident

La perte de la source froide principale sur une tranche du site est une condition de fonctionnement complémentaire étudiée au titre du référentiel de sûreté.

La perte totale de la source froide rend inutilisable le poste d'eau, le circuit d'eau brute secourue (SEC), le circuit de réfrigération intermédiaire (RRI), le circuit de refroidissement à l'arrêt (RRA), le circuit de réfrigération de l'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) et le circuit d'aspersion dans l'enceinte (EAS).

La perte de l'eau brute secourue (SEC) induit un échauffement progressif du circuit de réfrigération intermédiaire (RRI). 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 55°C).

Moyens de protection

Les dispositions prises permettent d'assurer les fonctions suivantes pendant le temps nécessaire à la restauration de la source froide :

- maintien d'une pompe de charge, nécessaire pour assurer l'injection aux joints des pompes primaires,
- 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).

Conduite

La conduite diffère selon l'état initial de la tranche.

Cas primaire fermé, circuit de refroidissement à l'arrêt (RRA) non connecté

En situation de perte de l'eau brute secourue (SEC), l'inertie thermique de la réserve d'eau borée du circuit primaire (réservoir PTR), mentionnée précédemment, 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 (circuit primaire en circulation forcée et dépressurisation par l'aspersion normale).

En situation de perte du circuit de réfrigération intermédiaire (perte RRI), le maintien en service d'une pompe de charge permet :

- de conserver l'injection aux joints des pompes primaires,
- de maintenir le cœur sous-critique par un appoint en eau borée en compensation de la contraction due au refroidissement,
- de dépressuriser le primaire par l'aspersion auxiliaire afin de rejoindre l'état de repli.

Dans les deux cas, l'état de repli correspond à un arrêt intermédiaire à une température primaire inférieure à 220°C et une pression primaire inférieure à 45 bars (l'injection aux joints n'est alors plus nécessaire).

Côté secondaire, les générateurs de vapeur sont alimentés par le système d'eau alimentaire de secours (ASG). Par la suite, le réservoir de ce système de secours est réalimenté.

Cas primaire fermé, circuit de refroidissement à l'arrêt (RRA) connecté

Comme précédemment, l'inertie thermique de la réserve d'eau borée du circuit primaire (réservoir PTR) est utilisée dans le cas de la perte de l'eau brute secourue (SEC).

En situation de perte du circuit de réfrigération intermédiaire (RRI), la perte du refroidissement du circuit de refroidissement à l'arrêt (RRA) conduit au réchauffement du primaire. La température se stabilise (à une valeur inférieure à 180°C) lorsque les générateurs de vapeur évacuent la puissance résiduelle en thermosiphon (circulation naturelle prévue à la conception).

Primaire entrouvert

De même que dans les états fermés, l'inertie thermique de la réserve d'eau borée du circuit primaire (réservoir PTR) est utilisée dans le cas de la perte de l'eau brute secourue (SEC).

En situation de perte du circuit de réfrigération intermédiaire (RRI), la perte de l'évacuation de la puissance résiduelle par le circuit de refroidissement à l'arrêt (RRA) conduit au réchauffement du primaire jusqu'à ce que l'évacuation de puissance soit assurée par les générateurs de vapeur (les événements ont été refermés dès l'entrée en conduite accidentelle).

Si nécessaire, un appoint peut être mis en service à partir de la réserve d'eau borée du circuit primaire (réservoir PTR).

Primaire suffisamment ouvert

De même que dans les états entrouverts, l'inertie thermique de la réserve d'eau borée du circuit primaire (réservoir PTR) est utilisée dans le cas de la perte de l'eau brute secourue (SEC).

En situation de perte du circuit de réfrigération intermédiaire (RRI), les générateurs de vapeur sont inefficaces, la puissance résiduelle est dissipée dans l'enceinte par vaporisation. Si l'enceinte est fermée, le recours à un dispositif spécifique (filtre à sable U5) permet de garantir son intégrité en limitant la montée en pression.

La vaporisation est compensée par un appoint au circuit primaire (ou à la piscine, si celle-ci est remplissable) à partir de la réserve d'eau borée du circuit primaire (réservoir PTR).

5.1.3.2.1.2 Autonomie de la tranche avant début éventuel d'endommagement du combustible

La perte totale de la source froide sous-entend la perte des fonctions de refroidissement du cœur et du BK par le biais de la perte de la source froide naturelle. Elle est détectée au niveau du système SEC par l'apparition d'alarmes de bas débit qui conduiront à déclarer successivement l'indisponibilité d'1 puis de 2 voies SEC.

Primaire fermé

Les autonomies en cas de la perte totale de la source froide d'une tranche (situation complémentaire considérée au titre du référentiel de sûreté et appelée H1) sont identiques à celles de la situation de perte totale des alimentations électriques de tranche. Comme indiqué au § 5.1.2.1.2, cette autonomie vaut plusieurs jours en considérant le réservoir SER rempli initialement au seuil STE, ce qui correspond à un volume bien inférieur à celui usuellement rencontré en exploitation.

En l'absence de toute disposition de secours, le découverture du combustible n'interviendrait dans ces situations qu'après vidange complète des réservoirs ASG+SER, soit plusieurs jours.

Primaire entrouvert

La situation est fonctionnellement identique au cas H3 (voir §5.1.2.1.2). Néanmoins, les moyens d'appoint au primaire constitués par les pompes RIS BP (ligne d'injection petite brèche) et par les pompes RCV (charge ou injection aux joints) sont disponibles. La situation primaire fermée présentée ci-dessus est donc enveloppe de la situation primaire entrouvert.

Primaire suffisamment ouvert

Les appoints au primaire par le circuit RIS (ligne petite brèche) et 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 nationale de crise.

La vaporisation de l'eau du primaire peut conduire à la nécessité de dépressuriser l'enceinte de confinement ; cela est réalisé par l'utilisation d'un dispositif spécifique (filtre à sable U5), de façon à maintenir opérationnel l'appoint en eau à partir des puisards au moment de la récupération de la source froide. Ce mode opératoire est décrit dans une procédure spécifique mise en œuvre à l'initiative de l'équipe de crise nationale.

5.1.3.2.2 Perte de la source froide sur l'ensemble des tranches du site

5.1.3.2.2.1 Autonomie du site

Seule la perte totale de la source froide d'une tranche du site est étudiée dans le cadre du référentiel de sûreté : les éléments relatifs à la situation de site présentée dans la suite du paragraphe constituent donc des études hors référentiel de sûreté. Elles répondent au cahier des charges des évaluations complémentaires de sûreté consécutives à l'accident de Fukushima.

Dans le cadre de la préparation du réexamen de sûreté VD3 1300, il est vérifié la robustesse des installations vis-à-vis des agressions naturelles externes qui présentent un risque de mode commun susceptible de se traduire par une situation de perte totale de la source froide du site. En particulier, la suffisance de l'autonomie du site a été vérifiée compte tenu des réserves en eau secondaire.

Dans le cadre de ces études, malgré les dispositions décrites plus haut mises en place pour éliminer ce phénomène pour le site de Flamanville 1-2, le phénomène d'arrivée massive de colmatants a été identifié comme pouvant hypothétiquement affecter la disponibilité de la source froide de sûreté du site. Le délai plausible de recouvrement de la source froide a été estimé à une journée.

Etat primaire fermé

L'autonomie ASG + SER sur la base des volumes d'eau SER requis par les Spécifications Techniques d'Exploitation (niveaux minimaux des réservoirs SER) est supérieure au délai plausible pour recouvrer la source froide sur le site de Flamanville 1-2.

Etat entrouvert

La puissance résiduelle étant plus faible, la situation primaire fermée est enveloppe de la situation primaire entrouvert.

Etat suffisamment ouvert

Les résultats sont identiques à ceux présentés dans le cas H1 de tranche.

5.1.3.2.2.2 Actions extérieures prévues pour prévenir la dégradation du combustible

Outre les ressources en eau SER déjà décrites pour la réalimentation de l'ASG, le CNPE de Flamanville 1-2 dispose d'eau douce SEA (bassins sur la falaise) qui peuvent être utilisés pour réalimenter l'ASG d'une ou plusieurs tranches en gravitaire. Ces ressources, partagées (y compris avec Flamanville 3) entre la réalimentation du réservoir ASG et celle de la piscine BK, pourraient être appelées sur demande de l'équipe nationale de crise afin de fournir une autonomie supplémentaire de plusieurs jours.

5.1.3.2.2.3 Dispositions pouvant être envisagées pour renforcer la robustesse de l'installation

Les mêmes moyens que ceux envisagés pour gérer la situation H3 sont envisagés en complément de ceux existants : moyens ultimes de réalimentation en eau qui soient de nature pérennes (forage dans la nappe phréatique, bassins...).

5.1.3.3 Perte de la source froide « principale » et de la source froide alternative

Sans objet, il n'existe pas de source froide alternative à Flamanville1-2.

5.1.4 PERTE DE LA SOURCE FROIDE PRINCIPALE CUMULEE AVEC LA PERTE TOTALE DES ALIMENTATIONS ELECTRIQUES EXTERNES ET DES ALIMENTATIONS INTERNES DE SECOURS

Cette partie correspond au cumul de façon déterministe des situations H1 (perte de la source froide principale) et H3 (perte totale des alimentations électriques externes et internes).

Cette situation va donc au-delà du référentiel de sûreté: les éléments présentés dans la suite du paragraphe constituent donc une étude supplémentaire réalisée conformément au cahier des charges de l'ASN dans le cadre spécifique des évaluations complémentaires de sûreté consécutives à l'accident de Fukushima.

De plus, l'impact d'un séisme ou d'une inondation sur ces cumuls est étudié.

5.1.4.1 Autonomie du site avant début éventuel d'endommagement du combustible

5.1.4.1.1 Situation de cumul de perte totale des alimentations électriques et de perte totale de la source froide

Le cumul de la perte totale de la source froide en situation de perte totale des alimentations électriques n'a pas d'impact supplémentaire. En effet, les pompes du circuit de refroidissement intermédiaire (RRI) étant alimentées par les tableaux LH, la situation de perte totale des alimentations électriques provoque intrinsèquement la perte totale de la source froide.

Du point de vue thermohydraulique, ces accidents sont donc identiques à ceux décrits au paragraphe 5.1.2.1.2.

5.1.4.1.2 *Robustesse vis-à-vis du séisme et de l'inondation*

Primaire fermé et entrouvert

Séisme de dimensionnement

Les réservoirs SER et la turbine à combustion (TAC) d'appoint au primaire ne sont pas classés sismiques. Seul le réservoir ASG est donc considéré disponible pour réalimenter les GV. Le LLS, classé sismique, reste disponible.

Cette situation est donc enveloppée par celle étudiée ci-dessus au §5.1.2.2 « perte des alimentations électriques de secours externes et de tout secours électrique actuellement prévu », qui supposait en plus la défaillance du LLS. Les parades supplémentaires qui y sont envisagées seront rendues robustes au séisme pour couvrir la présente situation.

Inondation

De par leur localisation dans des bâtiments protégés vis-à-vis de l'inondation externe, les matériels valorisés pour la mitigation des situations H1 et H3 du réacteur à l'état « primaire fermé » sont disponibles en cas d'inondation correspondant au référentiel actuel (y compris les réservoirs SER et les liaisons vers le réservoir ASG, de par leur niveau d'implantation).

Afin de renforcer la robustesse de ses installations, EDF propose d'étudier les moyens à mettre en œuvre pour garantir la protection de ces mêmes matériels pour un niveau d'inondation à définir mais au-delà du référentiel (voir §3).

Primaire suffisamment ouvert

Les réacteurs ne sont placés dans les états « primaires entrouverts » et primaire « suffisamment ouvert » que sur des durées limitées. La probabilité d'occurrence, dans un si faible laps de temps de fonctionnement d'un cumul de perte totale de la source froide, de perte totale des alimentations électriques internes et externes, et, en plus d'un séisme ou d'une inondation n'est pas jugée plausible.

Néanmoins, en conformité avec le cahier des charges de l'ASN qui requiert la prise en compte déterministe de telles situations non plausibles, EDF a étudié ces situations.

On rappelle, de plus, que les Spécifications Techniques d'Exploitation n'autorisent qu'une seule tranche du site à être en état « primaire suffisamment ouvert ».

Séisme de dimensionnement

Par rapport à la situation étudiée ci-dessus au §5.1.2.2 « perte des alimentations électriques de secours externes et de tout secours électrique actuellement prévu », le séisme considéré ici ne permet pas de considérer utilisable la motopompe thermique actuelle, qui est non classée sismique.

Pour renforcer la robustesse de l'installation, EDF engage les études visant à assurer la tenue au séisme de la motopompe thermique. Cette disposition permettra d'obtenir, en cas de séisme, les mêmes autonomies que celles considérées au §5.1.2.2 ci-dessus.

Inondation

De par leur localisation dans des bâtiments protégés vis-à-vis de l'inondation externe, les matériels valorisés pour la mitigation des situations H1 et H3 du réacteur à l'état « primaire suffisamment ouvert » sont disponibles en cas d'inondation correspondant au référentiel actuel (y compris les réservoirs SER et les liaisons vers le réservoir ASG, de par leur niveau d'implantation).

Afin de renforcer la robustesse de ses installations, EDF propose d'étudier les moyens à mettre en œuvre pour garantir la protection de ces mêmes matériels pour un niveau d'inondation à définir mais au-delà du référentiel (voir §3).

5.1.4.2 Actions (extérieures) prévues pour prévenir la dégradation du combustible

La perte des alimentations électriques externes et internes de secours provoque la perte des pompes de refroidissement. En terme de conduite des installations, la situation évoquée est identique à celle du paragraphe 5.1.2.1. (H3).

Dans un premier temps, l'équipe de conduite se consacre à la gestion de la situation de pertes de sources électriques et met en œuvre les différentes dispositions prévues pour renforcer la robustesse de l'installation telles que décrites précédemment.

Selon la disponibilité des ressources humaines sur le site, les actions propres à restaurer la fonction de refroidissement sont mises en œuvre en parallèle à la gestion de la situation de perte des sources électriques, ou en différé compte tenu de l'arrivée en différé des effets faibles liés à H1.

Les dispositions décrites au paragraphe 5.1.3.2.2 sont alors déployées. Néanmoins, les réserves d'eau secondaires SEA ne pourront pas être valorisées car elles ne disposent pas d'exigence de tenue au séisme.

La disponibilité des moyens de réapprovisionnement peut être considérée comme acquise compte tenu, pour chaque palier, des délais disponibles pour effectuer l'approvisionnement. Ce délai permettrait, si nécessaire, de mettre en œuvre des parades pour faire face à d'éventuelles détériorations locales des infrastructures routières.

Dans ces conditions, en fonction de l'estimation des délais de remise en état des moyens nécessaires à l'acheminement du fioul, des moyens exceptionnels et spécifiques pourraient alors être mobilisés par la FARN (Force d'Action Rapide Nucléaire) pour garantir le réapprovisionnement.

5.1.4.3 Dispositions pouvant être envisagées pour renforcer la robustesse de l'installation

Situation H1 + H3 (affectant toutes les tranches du site tous états)

Le cumul de la perte de la source froide H1 avec la perte des sources électriques H3 est du point de vue thermohydraulique primaire et de la stratégie de conduite accidentelle mise en œuvre, identique à une situation H3 que l'on peut considérer comme enveloppe. Aussi, se reporter au §5.1.2.1.4 pour les moyens supplémentaires prévus.

Robustesse de la situation H1+H3 vis-à-vis du séisme :

Cette situation est enveloppée par celle étudiée ci-dessus au §5.1.2.2 « perte des alimentations électriques de secours externes et de tout secours électrique actuellement prévu », hormis pour la situation « primaire suffisamment ouvert ». **Les parades supplémentaires qui y sont envisagées seront rendues robustes au séisme pour couvrir la présente situation.**

En ce qui concerne la situation « primaire suffisamment ouvert »,

EDF engage les études visant à assurer la tenue au séisme de la motopompe thermique.

5.1.5 POINTS A REEXAMINER AU REGARD DU REFERENTIEL DE SURETE EN VIGUEUR ET REMISE EN CONFORMITE

EDF a mis en place une politique d'examen et de traitement de la conformité des réacteurs au référentiel de sûreté agréé par l'ASN (cf. §0.3).

Les points à réexaminer relatifs à la tenue au séisme ou affectant des matériels utiles au repli de l'installation en état sûr après survenue d'un séisme ont été analysés au §2.1.3.3 et ils ne sont donc pas rappelés ici.

Aucun autre point à réexaminer concernant le risque de perte des alimentations électriques ou de système de refroidissement pour les réacteurs n'est présent sur le site de Flamanville 1-2.

5.2 POUR LES PISCINES COMBUSTIBLE (BK)

5.2.1 GENERALITES

5.2.1.1 Introduction

La piscine d'entreposage du combustible du bâtiment combustible (BK) permet de stocker sous eau, les assemblages combustible usés depuis la sortie du réacteur jusqu'au moment de leur évacuation hors de la centrale.

Le système de refroidissement PTR assure l'évacuation de la puissance résiduelle du combustible en piscine BK, en refroidissant l'eau de la piscine de désactivation. Ce circuit de refroidissement est équipé de deux pompes et de deux échangeurs en parallèle. Ces échangeurs sont refroidis par la source froide (circuits RRI/SEC).

Les situations de perte totale des alimentations électriques ou de perte de source froide peuvent conduire à une situation de perte totale de refroidissement de la piscine BK.

La situation de perte totale de refroidissement de la piscine BK est prise en compte dans le référentiel applicable.

La perte totale de refroidissement de la piscine BK entraîne un échauffement de l'eau en piscine. Lorsque la température de cette eau atteint 100°C, un phénomène d'évaporation conduit à une diminution progressive du niveau d'eau dans la piscine. L'objectif recherché est de maintenir sous eau les assemblages combustible pour garantir en toutes circonstances les fonctions de sûreté.

La situation redoutée à éviter est donc le découverture des assemblages combustible entreposés dans la piscine.

Les dispositions retenues dans la gestion de la situation consistent donc à faire un appoint à la piscine d'entreposage par l'opérateur, à partir du circuit SED (eau déminéralisée) ou à partir d'eau incendie du circuit JPD. Cet appoint est demandé dès que le niveau se situe à environ un mètre en dessous du niveau requis en exploitation normale. L'appoint est arrêté une fois que l'inventaire en eau est restitué. Ainsi le niveau d'eau de la piscine oscille entre 24,80 m (niveau relatif par rapport au niveau 0 m de la plate forme de l'îlot nucléaire) et 25,80 m, garantissant une hauteur d'eau minimum de 7,20 m au-dessus des assemblages combustible. Ces moyens sont mis en œuvre selon des procédures dédiées et confiées aux agents de conduite présents en permanence sur le site.

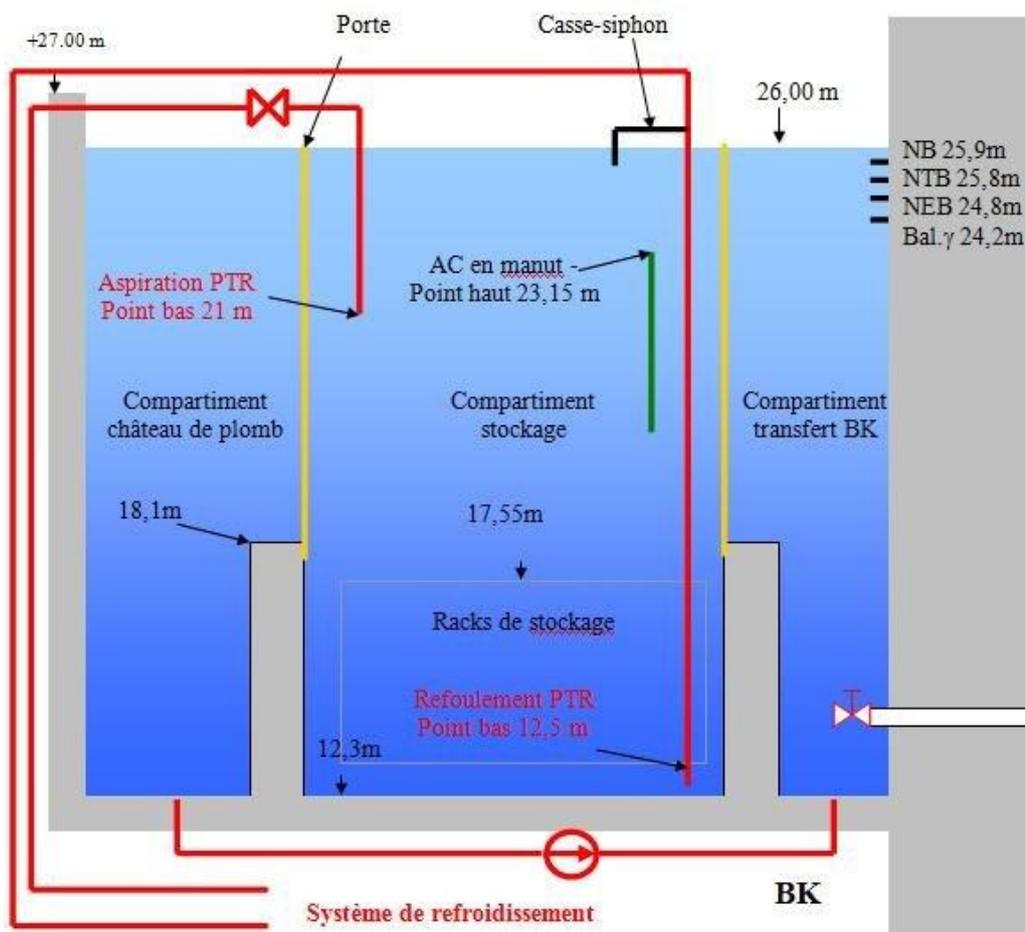
Les dispositions d'exploitation et d'organisation sont décrites au §6.3.1.1.2.

Le résultat de ces actions, c'est-à-dire la restauration du niveau de la piscine d'entreposage du combustible et la baisse de la température de l'eau, sont contrôlées par un membre de l'équipe et par l'Ingénieur Sûreté, d'une façon analogue à celle décrite en annexe « Organisation de Crise EDF ».

Par ailleurs, le phénomène d'ébullition est susceptible d'entraîner une montée progressive en pression du bâtiment du hall combustible, ce qui peut conduire à des contraintes sur les matériels et la structure. L'ouverture d'un exutoire vapeur (porte) permet de se prémunir de toute montée en pression.

L'atteinte d'une température de 100°C dans la piscine est sans conséquence sur le comportement de la structure pour une durée de plusieurs jours (retenue dans le référentiel). Cette situation thermique en piscine, si elle se prolongeait au-delà, n'a pas d'impact sur la justification du génie civil car les sollicitations les plus importantes sont observées au début du scénario accidentel, où les effets des gradients thermiques sont les plus marqués. Il n'y a également pas d'impact sur la tenue de la peau d'étanchéité en inox car à 100°C, il n'y a pas de fluage.

Présentation du système PTR :



Le circuit PTR participant à la fonction refroidissement est classé de **sûreté**. Il est classé sismique. La robustesse de l'installation vis-à-vis du séisme au-delà du dimensionnement est traitée au paragraphe 2 du présent rapport. Les pompes PTR sont secourues électriquement par les groupes électrogènes Diesels. La fonction « évacuation de la puissance résiduelle » est ainsi assurée en cas de perte des alimentations électriques externes. Les matériels intervenant dans le refroidissement de la piscine du bâtiment combustible sont protégés de par leur localisation, contre les agressions climatiques et l'inondation externe, prises en compte dans le référentiel. La robustesse de l'installation vis-à-vis de l'inondation externe au-delà du dimensionnement est traitée au paragraphe 3 du présent rapport.

Présentation des systèmes d'appoint à la piscine d'entreposage du combustible

L'appoint est orienté directement dans la piscine d'entreposage du combustible. L'eau est acheminée en priorité par le système SED, en eau déminéralisée, lorsque celui-ci est disponible.

Dans le cas contraire, c'est le système JPD qui assure l'acheminement de l'eau dans la piscine d'entreposage du combustible.

Les fonctions d'appoint à la piscine d'entreposage du combustible par le circuit SED et JPD sont classées IPS NC.

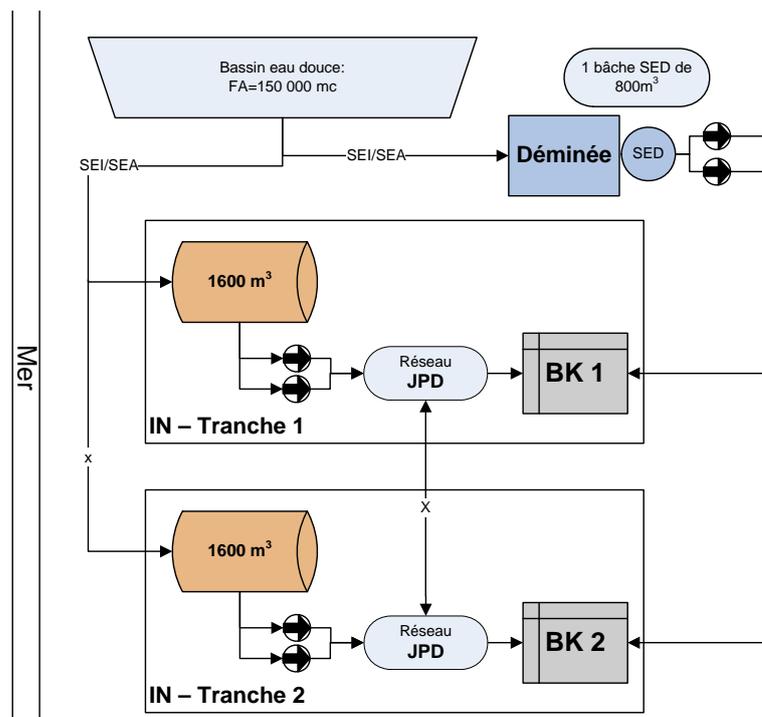
Concernant le site de Flamanville, le système SED, servant à l'appoint de la piscine d'entreposage du combustible, est composé de :

- Un réservoir de site d'une capacité de 800 m³.
- Deux pompes SED de site, alimentées par des tableaux non secourus par les groupes électrogènes diesels.

Le système JPD, servant à l'appoint de la piscine d'entreposage du combustible est composé de :

- Un réservoir par tranche d'une capacité de 1600 m³.
- Deux pompes JPD par tranche, redondantes, et secourues électriquement.
- Un réseau de distribution JPD, qui peut être mutualisé entre les deux tranches. Ainsi dans les scénarios de tranche, les réserves d'eau JPD de l'autre tranche pourront être utilisées pour la gestion de la situation.

Les réservoirs de tranche JPD sont alimentés en gravitaire par des bassins d'eau brute SEA via la liaison SEI. Ces bassins sont situés en haut de la falaise et ont une capacité de 150000 m³.



5.2.1.2 Présentation des hypothèses communes aux différentes situations présentées

Hypothèses sur la situation initiale avant la perte totale de refroidissement de la piscine d'entreposage du combustible

Etat initial des piscines

- Le niveau d'eau en piscine d'entreposage du combustible est pris au niveau minimum requis par les STE : niveau très bas à 25,8 m. Le niveau normal de la piscine d'entreposage du combustible est situé à 26 m.
- La température de l'eau de la piscine d'entreposage du combustible est prise au seuil maximal STE : 50°C. En cas de perte de refroidissement de la piscine, des actions opérateurs sont toutefois demandées dès l'atteinte d'une température de 45°C, en particulier la repose d'un éventuel assemblage en cours de manutention.

Hypothèses retenues pour l'état des tranches

- La puissance résiduelle en piscine d'entreposage du combustible est maximale dans les domaines d'exploitation Arrêt Pour Rechargement (APR) et Réacteur Cœur Déchargé (RCD), états où les assemblages de la cuve du réacteur sont déchargés dans la piscine d'entreposage. La valeur enveloppe prise dans les études du référentiel est égale à 13 MW, valeur retenue dans la présente évaluation. A noter qu'elle est supérieure à la valeur maximale qui serait rencontrée en piscine d'entreposage du combustible qui se situe à 11,5 MW.
- Dans les états autres que APR et RCD, une bonne partie des assemblages est dans la cuve du réacteur, la puissance résiduelle en piscine d'entreposage est alors de 2,9 MW au maximum.
- Pour les scénarios de tranche, l'état retenu de la tranche est l'APR, et plus particulièrement la fin de déchargement, au moment où le dernier assemblage va être déplacé du cœur vers la piscine d'entreposage du combustible. Cet état est pénalisant, car il combine une puissance maximale en piscine et un état où une partie des interventions peut être déléguée à l'équipe de crise.
- Pour les scénarios de site, la configuration retenue est de considérer, pour la paire de tranches, une tranche en APR/RCD de telle sorte que la puissance résiduelle soit maximale en piscine d'entreposage du combustible et une tranche en fonctionnement (hors APR/RCD). Les puissances résiduelles en piscine BK sont respectivement prises égales à 13 MW et 2,9 MW.
- Par conservatisme, la décroissance de la puissance résiduelle au cours du temps ne sera pas valorisée.
- Les réserves SED et JPD présentées au §5.2.1.1 sont consacrées à la gestion de la situation en piscine d'entreposage du combustible uniquement. Les réservoirs JPD étant alimentés en eau SEA, les volumes SEA sont pris en compte.

Les situations de perte totale des alimentations électriques et de perte de la source froide (situations évaluées avec une approche progressive de tranche puis de site) sont regardées en tant qu'initiateur d'une perte totale de refroidissement de la piscine d'entreposage du combustible.

Cette situation est étudiée vis-à-vis des assemblages combustible stockés en fond de piscine d'entreposage.

Les conséquences vis à vis de l'assemblage combustible en cours de manutention font l'objet d'un paragraphe particulier (5.2.6).

La méthodologie retenue consiste :

- A vérifier pour les situations du référentiel que les délais d'autonomie du site, avant la mise en place de dispositions extérieures, sont compatibles avec les délais conventionnels retenus pour chacune des situations (valorisation des volumes disponibles de manière réaliste) et à évaluer les marges existantes par rapport à l'autonomie du site.
- A évaluer pour les situations complémentaires étudiées de manière exploratoire, les délais dont dispose le CNPE pour gérer la situation avec ses propres moyens, avant l'éventuelle mise en place de dispositions complémentaires externes au site.

5.2.2 INCIDENT DE DIMENSIONNEMENT - PERTE TOTALE DES ALIMENTATIONS ELECTRIQUES EXTERNES

La perte totale des alimentations électriques externes est une condition de fonctionnement du domaine de dimensionnement.

Il s'agit d'un incident de catégorie 2 des études d'accidents, étudié au titre du référentiel de sûreté des Rapports de Sûreté et qui suppose la perte du réseau principal, l'échec de l'îlotage et la perte du réseau auxiliaire. L'incident est considéré sur une seule tranche du site.

5.2.2.1 Dispositions de conception tenant compte de cette situation

L'ensemble des chaînes de refroidissement de la piscine d'entreposage du combustible PTR-RRI-SEC sont secourues par les deux groupes électrogènes diesels dédiés à chaque tranche.

Ainsi cette situation ne conduit pas à une perte de refroidissement de la piscine et il n'y a donc pas d'incidence pour le combustible stocké.

5.2.2.2 Moyens de secours prévus et leurs conditions de mise en œuvre

Les moyens de refroidissement de la piscine d'entreposage du combustible sont alimentés par les mêmes alimentations électriques internes que les équipements servant au refroidissement du combustible en cœur. Les dispositions prises pour assurer le fonctionnement de ces sources électriques sont donc identiques à celles décrites au paragraphe 5.1.1.2.

5.2.2.3 Dispositions pouvant être envisagées pour renforcer la robustesse de l'installation

Les dispositions supplémentaires prévues sont précisées aux chapitres suivants, qui enveloppent la présente situation.

5.2.3 PERTE TOTALE DES ALIMENTATIONS ELECTRIQUES EXTERNES ET DES ALIMENTATIONS INTERNES DE SECOURS

5.2.3.1 Perte des alimentations électriques externes et perte des alimentations de secours internes

La perte totale des alimentations électriques externes et des alimentations internes de secours est décrite au paragraphe 5.1.2.1. Le manque de tension sur les deux tableaux 6.6 kV secourus LHA et LHB induit la perte de l'ensemble des auxiliaires secourus de la tranche. Pour la piscine d'entreposage du combustible cette situation conduit à la perte totale de refroidissement de la piscine. Les circuits PTR et circuits supports deviennent inopérants.

5.2.3.1.1 Capacités et durées des batteries

Les capacités et durées d'autonomie des batteries sont affichées au paragraphe 5.1.2.1.1.

Elles ne concernent que les informations utilisées pour la conduite de la perte totale de réfrigération de la piscine d'entreposage du combustible.

5.2.3.1.2 Autonomie avant découverte du combustible

Ce paragraphe présente pour les scénarios de tranche ou de site :

- L'évolution de la situation dans le BK, en fonction des actions de conduite effectuées.
- L'autonomie disponible avant le découvrément des assemblages en fond de piscine d'entreposage du combustible.

a. Perte des alimentations électriques externes et perte des alimentations de secours internes : situation de tranche

Comme précisé au paragraphe 5.1.2.1, la situation de perte totale des alimentations électriques externes et de perte des alimentations internes secourues est une situation prise en compte dans le référentiel applicable pour une tranche. La durée prise en compte avant la restitution des sources électriques est d'une journée.

Matériels et réserves d'eau disponibles

- Le système SED est disponible, ainsi que la totalité du réservoir SED, car il est composé de matériels de site : les tableaux électriques de site alimentant les pompes sont indifféremment alimentables par les 2 tranches.
- Le système JPD de la tranche est indisponible, car les pompes ne sont pas alimentées électriquement. Cependant le système JPD de l'autre tranche, ainsi que la totalité du réservoir de tranche associé, sont disponibles.
- La mutualisation des systèmes JPD est possible.

Conduite de la situation par les opérateurs

La perte totale des alimentations électriques externes et de secours internes induit une perte totale de refroidissement de la piscine d'entreposage du combustible. La procédure de conduite est appliquée à la demande de l'astreinte direction du CNPE, une fois le PUI gréé après le diagnostic de la perte totale des alimentations électriques. Cette procédure demande :

- L'arrêt des opérations de manutention combustible et la mise en position sûre des assemblages en cours de manutention.
- La demande de restauration d'une source électrique.
- Le lignage de l'appoint à la piscine d'entreposage du combustible prioritairement par SED puis par JPD. Les pompes et les réserves d'eau de l'autre tranche, qui restent disponibles dans ce scénario, pourront être utilisées pour réaliser l'appoint.
- L'ouverture de la porte vers l'extérieur (exutoire vapeur), dès que la température en piscine d'entreposage du combustible devient supérieure à 50°C afin d'éviter la montée en pression du hall.
- La réalisation d'une étanchéité par fermeture des registres du circuit de ventilation du hall BK, afin de limiter la propagation de la vapeur depuis le hall BK vers les locaux adjacents.
- Les conditions d'accès aux locaux du bâtiment combustible restent possibles malgré la propagation de la vapeur produite dans le hall BK, moyennant des dispositions de protection du personnel.

Cinétique du phénomène

Suite à la perte du refroidissement, la piscine d'entreposage du combustible commence à s'échauffer.

En considérant que la température initiale en piscine d'entreposage du combustible est de 50°C, la mise en service de l'appoint par SED intervient au bout d'une demie journée environ (dès que le niveau atteint environ 1m en dessous du niveau requis en exploitation normale).

L'épuisement des réserves SED arriverait environ un jour et demi après la perte de refroidissement. Ce délai ne prend pas en compte la diminution de la puissance en piscine.

L'appoint par le circuit JPD est alors mis en service et les nouvelles réserves JPD réalimentés par le circuit SEI/SEA offrent une autonomie supplémentaire de plus de huit mois.

L'appoint est garanti, la hauteur d'eau en piscine d'entreposage du combustible reste supérieure à 7,2 m au-dessus des assemblages combustible.

Sans prendre en compte les possibles interventions externes, le niveau en piscine d'entreposage du combustible diminuerait ensuite pour atteindre le niveau haut des assemblages combustible stockés en fond de piscine, plus de huit mois après la perte du refroidissement. Ce délai ne prend pas en compte la diminution de la puissance en piscine.

Conclusion

Le délai avant l'atteinte de la situation redoutée (découvrement des assemblages combustible) est de plus de huit mois après l'événement, et ceci en ne considérant aucune autre action extérieure au site.

Ce délai permet de couvrir largement l'exigence du référentiel de sûreté qui est d'une journée (cf. paragraphe 5.1).

Dans le cas où la tranche serait dans un état hors APR ou RCD (situation de loin la plus fréquente), la puissance en piscine d'entreposage du combustible est moindre (2,9 MW au maximum) et ce délai serait alors de plus de deux ans .

Ces délais ne prennent pas en compte l'utilisation qui pourrait être faite de la Turbine A Combustion afin de retrouver une source de tension électrique.

Conséquence de la perte totale des alimentations électriques vis-à-vis du risque lié à la production d'hydrogène par radiolyse de l'eau

La présence d'assemblages combustible dans la piscine peut conduire à la production d'hydrogène en fonctionnement normal par radiolyse de l'eau.

La cinétique d'évolution de la concentration d'hydrogène est liée d'une part aux débits de production de l'hydrogène par la radiolyse de l'eau et, d'autre part, aux possibilités d'évacuation de cet hydrogène depuis le hall vers le milieu extérieur : tant que la ventilation du hall BK en fonctionnement normal est en service, il n'y a aucun risque d'accumulation d'hydrogène. **Une analyse complémentaire est engagée pour évaluer un éventuel risque lié à l'accumulation d'hydrogène en l'absence de ventilation.**

En fonction des résultats de cette analyse EDF étudiera les parades à mettre en œuvre pour maîtriser le risque d'explosion lié à l'hydrogène.

b. Perte des alimentations électriques externes et perte des alimentations de secours internes : Situation de site

La situation H3 de site a des conséquences similaires à la situation H3 de tranche, mais étendues à tous les réacteurs du site. Elle conduit à une situation de perte totale de refroidissement pour l'ensemble des tranches du site.

Les motopompes SED et JPD ne pouvant plus être alimentées électriquement par une autre tranche du site, l'appoint ne peut donc pas être immédiatement mis en œuvre.

Cinétique du phénomène

Suite à la perte du refroidissement des piscines d'entreposage du combustible, l'eau commence à s'échauffer. Sans aucune action complémentaire, le niveau d'eau baisserait par évaporation.

Avec les mêmes hypothèses que précédemment, le délai avant la situation redoutée (début de découverture des assemblages) reste de l'ordre d'au moins deux jours , compatible avec une intervention extérieure.

Dans le cas où toutes les tranches seraient dans des états hors APR ou RCD (situation de très loin la plus fréquente), la puissance en piscine d'entreposage du combustible est moindre (2,9 MW) et l'autonomie de ces tranches serait de l'ordre d'une semaine.

Valorisation de la Turbine A Combustion pour l'appoint

Compte tenu des délais disponibles, les équipes en place auraient la possibilité de réalimenter une des pompes JPD du site à partir de la Turbine A Combustion via un tableau secouru. La pompe ainsi réalimentée pourrait être utilisée afin de réaliser un appoint à l'une des piscines d'entreposage du combustible via l'interconnexion entre tranches du circuit de site JPD, ce qui ramènerait son autonomie à plus de huit mois.

5.2.3.1.3 Actions extérieures prévues pour prévenir cet accident

Les moyens de refroidissement de la piscine d'entreposage du combustible sont alimentés par les mêmes alimentations électriques internes que les équipements servant au refroidissement du combustible en cœur. Les dispositions prises pour assurer le fonctionnement de ces sources électriques sont donc identiques à celles décrites au paragraphe 5.1.2.1.3.3. et sont basées sur l'organisation retenue au niveau des équipes de conduite et du Plan d'Urgence Interne.

Les dispositions d'exploitation et d'organisation retenues dans la gestion de la situation, ainsi que les moyens mis en œuvre selon des procédures sont décrits au §6.3.1.1.2.

5.2.3.1.4 Dispositions pouvant être envisagées pour renforcer la robustesse de l'installation

Afin de gérer la situation au delà du délai d'autonomie d'au moins deux jours signalé ci-dessus, **EDF envisage la mise en place de moyens matériels ultimes d'appoint en eau à la piscine d'entreposage utilisables pour cette situation** ainsi que des moyens humains capables d'intervenir dans ces délais, en complément des équipes de crise. A terme, **EDF envisage de secourir les fonctions d'appoint et de refroidissement par un Diesel d'Ultime Secours DUS.**

Dans certaines situations, les actions demandées dans la procédure de conduite sont mises en œuvre à la demande de l'astreinte Direction du CNPE, une fois le PUI gréé après le diagnostic de la perte de la source froide ou de la perte totale des alimentations électriques. Cette organisation est susceptible de retarder les actions de conduite. **EDF propose donc de modifier les documents de conduite pour entreprendre les actions nécessaires dès le constat de la perte de la source froide ou de la perte totale des alimentations électriques, sans attendre le gréement du PUI. Cette évolution de conduite sera réalisée par une modification temporaire du chapitre 6 des Règles Générales d'Exploitation.**

Afin d'améliorer la gestion de ces situations, **EDF étudie des dispositions complémentaires de conduite, notamment par la mise à disposition d'abaques permettant de valoriser dans ces situations la Turbine A Combustion.**

En complément, **EDF étudie les dispositions à prendre afin de rendre robuste l'instrumentation en piscine (température et niveau) pour la gestion de la situation et notamment la gestion de l'appoint. EDF étudie notamment 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.**

Malgré la propagation de la vapeur produite dans le hall BK, les conditions d'ambiance dans les locaux du bâtiment combustible permettent l'opérabilité des matériels moyennant des dispositions de protection du personnel (cf. § 6.3.1.1.2). Afin d'améliorer les conditions d'intervention du personnel, EDF a engagé des modifications permettant de limiter la propagation de la vapeur depuis le hall de la piscine d'entreposage vers les locaux adjacents, en créant une étanchéité au niveau du circuit de ventilation DVK ainsi qu'aux niveaux des traversées et portes d'accès au hall.

A terme, EDF étudie également la faisabilité 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 (porte).

5.2.3.2 Perte des alimentations électriques externes et de toute autre source de secours électrique actuellement prévue

La cinétique de la situation en piscine d'entreposage du combustible est identique à celle précédemment décrite. En revanche, dans cette situation, aucune utilisation de la Turbine A Combustion n'est supposée être faite, de manière déterministe.

Les analyses affichées au §5.2.3.1.2.b sans la valorisation de la Turbine A Combustion comprennent ce cas.

5.2.4 PERTE DU SYSTEME DE REFROIDISSEMENT ULTIME

La situation de perte du refroidissement ultime est prise en compte dans le référentiel actuel en tant que situation H1 du domaine complémentaire pour la perte de la source froide de tranche. La situation de site est étudiée au titre de la robustesse (cf. 5.1.3.2.2).

Cette situation peut être liée à différents initiateurs mais d'un point de vue fonctionnel elle correspond à la perte de la file RRI/SEC (cf. paragraphe 5.1.3.2). Cette situation conduit à la perte du circuit de refroidissement PTR des piscines d'entreposage du combustible.

Les conséquences de cette perte de refroidissement sont celles indiquées en introduction du paragraphe 5.2.

5.2.4.1 Autonomie avant le découvrment de l'assemblage combustible

a. Perte de la source froide : situation de tranche

Matériels et réserves d'eau disponibles

- Le système SED est disponible, ainsi que la totalité des réservoirs SED.
- Le système JPD est disponible, ainsi que la totalité des réservoirs JPD de chaque tranche.
- La mutualisation des systèmes JPD des tranches est possible.

Conduite de la situation par les opérateurs

La perte de la source froide induit une perte totale de refroidissement de la piscine d'entreposage du combustible. La procédure de conduite est appliquée à la demande de l'astreinte Direction du CNPE, une fois le PUI gréé après le diagnostic de la perte de la source froide. Cette procédure demande :

- 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 SED puis par JPD.
- 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 de perte totale des alimentations électriques.

Cinétique du phénomène

Suite à la perte du refroidissement de la piscine d'entreposage du combustible, l'eau commence à s'échauffer.

Avec les mêmes hypothèses de température initiale de l'eau (50°C) et de puissance résiduelle maximale présente dans la piscine, le délai avant la situation redoutée de découvrment des assemblages combustible stockés en fond de piscine est de plus de huit mois .

Pendant toute la période où l'appoint est garanti, la hauteur d'eau en piscine d'entreposage du combustible reste supérieure à 7,2 m au-dessus des assemblages combustible.

Conclusion

Les dispositions prises et les réserves d'eau disponibles sur site permettent de garantir le non découverture des assemblages combustible pendant le délai de restitution de la source froide (délai évalué à quelques jours) dans la situation de tranche prise en compte dans le référentiel.

Les réserves en eau dégagent une marge positive de plus de huit mois par rapport à cette durée prévue.

Dans le cas où la tranche serait dans un état hors APR ou RCD (situation de loin la plus fréquente), la puissance en piscine d'entreposage du combustible est moindre (2,9 MW au maximum), l'autonomie serait alors de plus de 2 ans.

b. Perte de la source froide : Situation de site

La situation de perte de la source froide de site est une situation étudiée au titre de la robustesse. La vérification de l'autonomie de site vis-à-vis de situations de perte de la source froide liées à des agressions naturelles externes est étudiée dans le cadre de la préparation de la troisième visite décennale des tranches de 1300 MWe (études en cours). Les situations et délais visés sont affichés au paragraphe 5.1.3.2.2. Concernant le site de Flamanville, site bord de mer, le délai d'autonomie visé est de l'ordre d'une journée dans le cas d'un phénomène de colmatants.

Matériels et réserves d'eau disponibles

- Le système SED est disponible, ainsi que la totalité du réservoir SED.
- Les systèmes JPD sont disponibles, ainsi que la totalité des réservoirs JPD de chaque tranche.
- La mutualisation des systèmes JPD des tranches est possible.

Conduite de la situation par les opérateurs

La conduite pour chaque tranche est faite de manière identique au cas précédent, les circuits JPD et SED restent disponibles, et une gestion commune des réserves d'eau est effectuée.

Cinétique du phénomène

Avec les mêmes hypothèses que ci-dessus en température initiale et puissance résiduelle, le délai avant la situation redoutée est de plus de six mois, largement compatible avec une intervention extérieure.

Pendant toute la période où l'appoint est garanti, la hauteur d'eau en piscine d'entreposage du combustible reste supérieure à 7,2 m au-dessus des assemblages combustible.

Conclusion

Les réserves en eau SED puis JPD restant disponibles en cas de perte de la source froide, le délai avant le découverture des assemblages combustible dans la situation H1 étendue au site est de plus de six mois, donc supérieur à la durée visée de quelques jours du référentiel.

Dans le cas où les tranches seraient dans des états hors APR ou RCD (situation de loin la plus fréquente), la puissance en piscine d'entreposage du combustible est moindre (2,9 MW au maximum) et l'autonomie serait alors de plus d'un an.

5.2.4.2 Actions extérieures prévues pour prévenir cet accident

Les moyens mis en œuvre pour éviter la perte de la source froide sont décrits au § 5.1.3.1.3.

Les dispositions d'exploitation et d'organisation retenues dans la gestion de la situation, et les moyens mis en œuvre selon des procédures appelées en cas de perte de refroidissement en piscine d'entreposage sont décrits au §6.3.1.1.2.

5.2.4.3 Dispositions pouvant être envisagées pour renforcer la robustesse de l'installation

L'autonomie du site en eau SED et JPD permet de couvrir des délais importants. Néanmoins les moyens complémentaires qu'EDF envisage de mettre en place et qui sont précisés au paragraphe 5.2.3.1.4 (**moyens matériels ultimes d'appoint en eau à la piscine d'entreposage** ainsi que des moyens humains capables d'intervenir dans ces délais, en complément des équipes de crise) pourraient être valorisés dans cette situation.

Les abaques proposés pour gérer la situation de perte d'alimentations électriques externes seront utilisables quel que soit l'initiateur.

Compte tenu des autonomies de site, aucun appoint complémentaire n'est requis.

5.2.5 PERTE DE LA SOURCE FROIDE PRINCIPALE CUMULEE AVEC LA PERTE TOTALE DES ALIMENTATIONS ELECTRIQUES EXTERNES ET DES ALIMENTATIONS INTERNES DE SECOURS

Le scénario de perte du refroidissement principal cumulée à la perte totale des alimentations électriques est une situation hors référentiel. Ce scénario est une situation de site qui correspond à un cumul déterministe des situations H1 et H3, conformément au cahier des charges de l'ASN.

5.2.5.1 Autonomie avant le découvrement des assemblages combustible

D'un point de vue de la disponibilité des appoints, le cumul de la perte de la source froide et de la perte totale des alimentations électriques est identique à la situation de perte totale des alimentations électriques du paragraphe 5.2.3.1.2.b. En effet, les moyens de pompage (secourus et non secourus) sont perdus suite à la perte totale des alimentations électriques, ce qui conduit à ne plus pouvoir utiliser la source froide. Les conséquences et les délais sont donc identiques à ceux de la situation H3 de site.

Robustesse au séisme

Les appoints en eau par SED et JPD ne peuvent plus être utilisés dès la situation H3, et donc à fortiori dans cette situation de cumul. La fonction appoint à la piscine par JPD, bien que robuste pour un séisme de niveau SMS, ne peut pas être valorisée dans cette situation.

Cette situation est donc inchangée avec ou sans séisme. En revanche, un séisme pourrait provoquer :

- La formation d'une vague à la surface de la piscine BK (REX Kashiwasaki-Kariwa). Cette vague pourrait alors faire déborder de l'eau en dehors de la piscine et donc faire diminuer légèrement le niveau initial de la piscine BK de 50 cm (valeur évaluée suite au REX de Kashiwasaki-Kariwa). Les autonomies seraient alors pénalisées de 3 heures environ lorsque la puissance est maximale en piscine BK.

- Un incendie (cf §2.1.2.4.4). L'impact d'un incendie de référence survenant dans l'îlot nucléaire correspond, pour une tranche, à la consommation d'un volume d'eau incendie qui se traduit par 2 heures de consommation d'eau JPD. Dans le cas particulier de la situation de cumul de la perte de la source froide et de perte totale des alimentations électriques, les réserves incendie n'étant pas utilisables, l'incendie ne conduit pas à des délais pénalisés, contrairement à la situation de perte totale de la source froide seule.

Ces diminutions d'autonomie ne remettent pas en cause les conclusions tirées pour les situations sans séisme.

Robustesse à l'inondation

L'appoint à la piscine d'entreposage du combustible par le circuit JPD reste possible en cas d'inondation. Néanmoins compte tenu de l'indisponibilité des appoints SED et JPD en situation H3, cet appoint ne peut pas être valorisé dans la situation de cumul retenue dans ce paragraphe H1 + H3. Cette situation est donc inchangée avec ou sans inondation.

5.2.5.2 Actions extérieures prévues pour prévenir cet accident

Les dispositions mises en place dans le cadre de la gestion de la perte de la source froide (cf §5.2.4.2.) et de la perte des alimentations électriques (cf §5.2.3.1.4.) vis-à-vis de la piscine d'entreposage sont reconduites. La priorité sera donnée à la restitution d'un appoint à la piscine.

5.2.5.3 Dispositions pouvant être envisagées pour renforcer la robustesse de l'installation

Outre les dispositions citées aux paragraphes précédents, **EDF étudie l'opportunité de rendre robustes à un niveau d'agressions à définir les dispositions permettant de garantir un appoint en eau à la piscine d'entreposage du combustible.**

5.2.6 CAS DE L'ASSEMBLAGE EN COURS DE MANUTENTION

La manutention du combustible en piscine d'entreposage est réalisée lors des opérations de renouvellement du combustible dans le réacteur. Elle permet d'entreposer le combustible utilisé sous eau jusqu'au moment de son évacuation hors de la centrale, ou le combustible neuf avant son chargement dans le réacteur.

La manutention du combustible est assurée par le pont passerelle piloté par un opérateur à partir d'un pupitre de commande solidaire du pont. Le pont n'est pas secouru électriquement, mais dispose d'une commande manuelle de secours.

Lorsqu'un assemblage est en cours de manutention, la tête de l'assemblage se trouve à un niveau plus élevé (environ 5,5 m) que les assemblages stockés dans le râtelier en fond de piscine d'entreposage du combustible.

Ainsi en cas de perte de refroidissement, si cet assemblage n'est pas reposé en fond de piscine d'entreposage du combustible, la hauteur d'eau au-dessus de cet assemblage est réduite et le délai avant découverture diminué.

Afin de restaurer cette autonomie, la parade consiste à reposer l'assemblage en fond de piscine d'entreposage du combustible. En cas de perte de refroidissement de la piscine, cette action est demandée dès l'atteinte d'une température de 45°C en piscine d'entreposage du combustible et donc avant toute baisse de niveau.

En condition normale, cette action prend entre 5 à 10 min suivant le type de manutention que l'opérateur est en train de faire.

En cas de perte des sources électriques internes et externes, la machine servant à manutentionner l'assemblage combustible n'est plus alimentée électriquement. Les opérateurs doivent donc utiliser les commandes manuelles de secours pour pouvoir reposer l'assemblage.

Les conditions d'intervention vont se dégrader progressivement au fur et à mesure de l'échauffement de la piscine d'entreposage du combustible, rendant l'intervention inconfortable pour les opérateurs.

A l'issue de la remise en position sûre de l'assemblage, les délais avant la situation redoutée sont donc les mêmes que ceux décrits au § 5.2.3.

Sans action particulière de l'opérateur visant à descendre dans la piscine d'entreposage l'assemblage en cours de manutention, le délai avant atteinte de la situation redoutée, qui est le découverture de l'assemblage combustible en cours de manutention, serait légèrement inférieur à un jour (délai estimé avec une puissance résiduelle enveloppe et pour le dernier assemblage combustible en cours de déchargement) et de quelques jours dans les états hors APR et RCD.

EDF envisage la mise en œuvre de dispositions matérielles (de type dispositifs autonomes permettant de mettre en position sûre l'assemblage combustible avec l'éclairage associé) et organisationnelles (mise à jour des gammes d'intervention) visant à faciliter la mise en position sûre d'un assemblage combustible en cours de manutention en cas de perte des sources électriques.

5.2.7 POINTS A REEXAMINER AU REGARD DU REFERENTIEL DE SURETE EN VIGUEUR ET REMISE EN CONFORMITE

EDF a mis en place une politique d'examen et de traitement de la conformité des réacteurs au référentiel de sûreté, agréée par l'ASN (cf. paragraphe 0.3).

Les points à réexaminer relatifs à la tenue au séisme ou affectant des matériels utiles au repli de l'installation en état sûr après survenue d'un séisme ont été analysés au paragraphe 2.1.3.3 et ils ne sont donc pas rappelés ici.

Aucun autre point à réexaminer concernant le risque de perte des alimentations électriques ou de système de refroidissement pour les piscines d'entreposage du combustible n'est présent sur le site de Flamanville.

RECS du CNPE de FLAMANVILLE 1-2

Chapitre 6

ACCIDENTS GRAVES

SOMMAIRE

6.1	ORGANISATION DE L'EXPLOITANT POUR GERER L'ACCIDENT ET LES PERTURBATIONS POSSIBLES	4
6.1.1	ORGANISATION PREVUE.....	4
6.1.1.1	ORGANISATION DE L'EXPLOITANT	4
6.1.1.2	POSSIBILITE D'UTILISER LES EQUIPEMENTS EXISTANTS	7
6.1.1.3	DISPOSITIONS POUR UTILISER DES MOYENS MOBILES (DISPONIBILITE DES MOYENS, DELAI NECESSAIRE POUR LES ACHEMINER SUR LE SITE ET LES METTRE EN MARCHÉ)	8
6.1.1.4	GESTION DE L'APPROVISIONNEMENT (COMBUSTIBLE POUR LES GENERATEURS DIESELS, EAU,...)	8
6.1.1.5	GESTION DES REJETS RADIOACTIFS ET LES DISPOSITIONS PREVUES POUR LES LIMITER.....	8
6.1.1.6	SYSTEMES DE COMMUNICATION DE L'INFORMATION (INTERNES ET EXTERNES).....	9
6.1.2	PERTURBATIONS POSSIBLES VIS-A-VIS DES MESURES ENVISAGEES POUR GERER LES ACCIDENTS ET GESTION ASSOCIEE	9
6.1.2.1	DESTRUCTION IMPORTANTE DES INFRASTRUCTURES AUTOUR DE L'INSTALLATION, Y COMPRIS DES MOYENS DE TELECOMMUNICATION	9
6.1.2.2	PERTURBATION DE L'EFFICACITE DU TRAVAIL PROVOQUEE PAR DES DEBITS DE DOSE LOCAUX ELEVES, PAR UNE CONTAMINATION RADIOACTIVE ET LA DESTRUCTION DE CERTAINES INSTALLATIONS SUR LE SITE.....	9
6.1.2.3	FAISABILITE ET EFFICACITE DES MESURES POUR GERER LES ACCIDENTS EN CAS D'AGRESSIONS EXTERNES (SEISMES, INONDATIONS)	10
6.1.2.4	INDISPONIBILITE DE L'ALIMENTATION ELECTRIQUE	10
6.1.2.5	DEFAILLANCE POTENTIELLE DE L'INSTRUMENTATION.....	11
6.1.2.6	IMPACT DES AUTRES INSTALLATIONS AVOISINANTES SUR LE SITE.....	12
6.2	REACTEURS NUCLEAIRES.....	15
6.2.1	MESURES DE GESTION DES ACCIDENTS QUI SONT ACTUELLEMENT EN VIGUEUR AUX DIFFERENTS STADES D'UN ACCIDENT GRAVE, EN PARTICULIER CONSECUTIF A UNE PERTE DE LA FONCTION REFROIDISSEMENT DU CŒUR	15
6.2.1.1	AVANT QUE LE COMBUSTIBLE NE SOIT ENDOMMAGE DANS LA CUVE DU REACTEUR.....	15
6.2.1.2	APRES L'ENTREE EN SITUATION D'ACCIDENT GRAVE SUITE A ENDOMMAGEMENT DU COMBUSTIBLE VOIRE DE LA CUVE	18
6.2.2	MESURES DE GESTION DES ACCIDENTS GRAVES ET ELEMENTS DE CONCEPTION DE L'INSTALLATION PERMETTANT DE PROTEGER L'INTEGRITE DU CONFINEMENT APRES L'ENDOMMAGEMENT DU COMBUSTIBLE.....	28
6.2.2.1	GESTION DES RISQUES HYDROGENE (DANS ET HORS ENCEINTE DE CONFINEMENT) (BR, EEE, BATIMENTS PERIPHERIQUES)	28

6.2.2.2	PREVENTION DES SURPRESSIONS DANS L'ENCEINTE DE CONFINEMENT.....	30
6.2.2.3	PREVENTION DU RISQUE DE RE-CRITICITE.....	35
6.2.2.4	PREVENTION DU PERCEMENT DU RADIER : MAINTIEN DU CORIUM EN CUVE	37
6.2.2.5	PREVENTION DU PERCEMENT DU RADIER : MAINTIEN DU CORIUM DANS LE Puits DE CUVE	41
6.2.2.6	MITIGATION DU PERCEMENT DU RADIER : PARADES VOIE EAU	43
6.2.3	POINTS PARTICULIERS	43
6.2.3.1	BESOIN EN ALIMENTATION DE COURANT ELECTRIQUE ALTERNATIF ET CONTINU DES EQUIPEMENTS UTILISES POUR LA PRESERVATION DE L'INTEGRITE DU CONFINEMENT	43
6.2.3.2	ADEQUATION ET DISPONIBILITE DE L'INSTRUMENTATION.....	44
6.2.3.3	DISPONIBILITE ET HABITABILITE DE LA SALLE DE COMMANDE	46
6.2.3.4	REDUCTION DE CONSEQUENCES RADIOLOGIQUES DE L'ACCIDENT	48
6.2.3.5	ROBUSTESSE DE LA CONDUITE AG EN CAS DE CUMUL INONDATION ET SITUATION H3	48
6.3	POUR LES PISCINES D'ENTREPOSAGE DU COMBUSTIBLE DU BATIMENT COMBUSTIBLE (BK)	48
6.3.1.1	AVANT ET APRES LA PERTE D'UNE PROTECTION APPROPRIEE CONTRE LES RADIATIONS.....	49
6.3.1.2	AVANT ET APRES LE DECOUVREMENT DU SOMMET DU COMBUSTIBLE EN PISCINE	52
6.3.2	POINTS PARTICULIERS	53
6.3.2.1	ADEQUATION ET DISPONIBILITE DE L'INSTRUMENTATION.....	53
6.3.2.2	DISPONIBILITE ET HABITABILITE DE LA SALLE DE COMMANDE	53
6.3.2.3	ACCUMULATIONS POSSIBLES D'HYDROGENE.....	53

6.1 ORGANISATION DE L'EXPLOITANT POUR GERER L'ACCIDENT ET LES PERTURBATIONS POSSIBLES

6.1.1 ORGANISATION PREVUE

6.1.1.1 Organisation de l'exploitant

6.1.1.1.1 La disponibilité en personnel compétent apte à intervenir et la gestion des relèves

Organisation en place vis-à-vis de la gestion d'un accident

L'organisation de crise est prévue pour faire face à n'importe quelle situation, qu'elle soit incidentelle, accidentelle ou un Accident Grave (AG). Cette organisation est présentée dans l'annexe « Organisation de crise EDF ». L'objectif des paragraphes suivants est de présenter les dispositions prévues dans l'organisation de crise pour gérer un AG.

L'organisation de gestion de crise d'un CNPE intègre un Plan d'Urgence Interne (PUI) qui est une obligation réglementaire dont l'objectif est de couvrir les situations présentant un risque notable pour la sûreté des installations, pouvant conduire à des rejets radioactifs, chimiques et/ou toxiques dans l'environnement. Le PUI couvre notamment la gestion des AG.

Le dimensionnement des équipes de conduite est réalisé dans le cadre d'un référentiel qui tient compte des situations accidentelles. Ce dimensionnement garantit l'autonomie de gestion par l'équipe de conduite durant la 1^{ère} heure d'accident. Au-delà de cette 1^{ère} heure, le renfort inter-tranches et/ou l'organisation PUI assure le foisonnement de l'équipe de conduite si nécessaire.

Cette organisation est compatible avec la cinétique de tels accidents.

La relève des équipes de conduite et de crise

La relève des équipes de conduite et de crise est décrite dans l'annexe « organisation de crise EDF ».

6.1.1.1.2 Les dispositions prises pour permettre une intervention optimale du personnel

Sur le plan humain, la gestion de la crise ne se limite pas à la gestion technique ; en particulier, il convient de prendre en compte les composantes humaines et organisationnelles.

La comptabilisation et l'information du personnel dans les points de regroupement sont primordiales, afin de mieux coordonner les actions des intervenants.

Une information de l'ensemble du personnel est faite par un membre de l'équipe de direction, en préalable à la mise en œuvre d'une décision de repli en dehors du site, voire de retour à domicile, des personnes non impliquées immédiatement par la gestion de crise.

Sur le site, l'organisation prévoit, en phase post-accidentelle, une assistance psychologique des intervenants.

Sur le plan technique, les actions immédiates après l'entrée en accident grave sont réalisées par application directe des préconisations figurant dans les documents opératoires.

En revanche, pour les actions différées initiées en fonction de la cinétique de l'accident (donc non prévisibles a priori), l'organisation nationale de crise peut, après analyse et concertation avec ses appuis techniques, l'ASN et l'IRSN, optimiser certaines actions vis-à-vis de la réduction des risques pris par les intervenants. Ceci est vrai en particulier lors de l'ouverture du filtre U5, matériel permettant la décompression de l'enceinte de confinement pour garantir son intégrité.

Sur le plan opérationnel, les dispositions sont détaillées au § 6.1.1.1.4.

Sur le plan de l'exposition aux radiations, 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 accident grave (cf. annexe « organisation RP»). Des stocks de comprimés d'iode stable sont prévus pour assurer leur distribution en situation d'urgence radiologique.

Par ailleurs, il est important de noter que si les principes habituels de radioprotection s'appliquent en situation accidentelle, il se peut que des interventions en milieu radiologiquement hostile soient à réaliser dans le cadre des expositions exceptionnelles :

- exposition d'urgence notamment s'il s'agit de sauver des vies humaines,
- exposition sous autorisation spéciale dans la phase post accidentelle.

L'appréciation du risque radiologique par les intervenants requiert la connaissance des dispositions de radioprotection et des valeurs utilisées en exploitation normale.

Les procédures accidentelles d'exploitation demandent l'intervention sur le terrain de personnel. Les opérations visant à placer les installations dans un meilleur état de sûreté doivent respecter, quelle que soit la situation, les règles de la radioprotection (limitation du temps d'exposition, utilisation d'écran, ...).

Des mesures de radioprotection sont prises afin de sécuriser les conditions d'intervention. Dans l'organisation PUI, une des missions du Poste de Commandement des Moyens (PCM) est de piloter l'ensemble des problèmes de logistique interne. Il met en œuvre les mesures de protection de personnel (regroupement, éloignement, décontamination), et les moyens d'intervention sur le site (balisages, transports, dépannages, télécommunications, équipements de protection).

Sur le plan de l'intervention, les moyens mobiles mis en œuvre dans le cadre du PUI font l'objet d'un stockage et d'un chemin d'acheminement visant à limiter l'exposition du personnel pendant leur montage et leur exploitation en situation accidentelle (mur de protection biologique si besoin). En fonction des conditions radiologiques sur le site, la prise de comprimés d'iode pour le personnel présent appelé à intervenir peut être demandée par le responsable d'astreinte de la direction du site (PCD1). Ces comprimés

d'iode sont disponibles à proximité des salles de commande, des locaux de crise et des postes de commandement.

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 (cf. 6.2.3.3).

6.1.1.1.3 Le recours, lors des situations accidentelles, à un soutien technique hors site

Le soutien technique hors site est décrit dans l'annexe « organisation de crise EDF ».

6.1.1.1.4 Les procédures, la formation et les exercices

Les procédures

L'accident de TMI en 1979 a montré entre autres l'importance de la compréhension par l'équipe des différents phénomènes qui apparaissent au cours de l'accident. La connaissance nécessaire à cette compréhension doit s'acquérir avant l'accident.

De même, il est essentiel que les utilisateurs aient confiance dans la conduite qui leur est prescrite. Cette confiance s'acquiert, elle aussi, avant l'événement. La conception des documents ne suffit pas à éviter les erreurs, il est nécessaire de travailler sur l'action elle-même. A ce titre, des pratiques de fiabilisation des activités sont mises en œuvre pour que les opérateurs n'agissent plus par réflexe ou routine, mais prennent conscience de l'action qu'ils vont réaliser.

Des procédures spécifiques pour la gestion d'un accident grave sont déployées sur chaque tranche de chaque CNPE, ainsi que dans chacun des locaux techniques de crise au niveau local et national.

Une évolution périodique de ces procédures permet, sur chaque palier, de prendre en compte les évolutions matérielles (notamment le dernier réexamen de sûreté) ainsi que les évolutions des connaissances des phénomènes physiques en accident grave.

La mise en œuvre des procédures spécifiques pour la gestion d'un Accident Grave est effectuée selon les principes suivants :

- Le critère de détection de l'atteinte d'un début de fusion du combustible est détecté par l'intermédiaire des procédures accidentelles mises en œuvre au préalable. Avant l'atteinte de ce critère, les équipes de crise effectuent un pronostic de délai de fusion du cœur en prenant en compte le diagnostic de l'événement ainsi que d'éventuels facteurs aggravants additionnels. Ce pronostic permet de préparer la décision de passage en gestion d'un accident grave et de prévoir les dispositions de protection des populations à mettre en œuvre.
- L'abandon des procédures accidentelles au profit du guide de gestion des accidents graves est validé par la direction du CNPE.

La formation et les exercices

Dans le cursus de formation initiale des opérateurs, il existe un volet consacré au domaine « Accidents Graves » : outils de crise et méthode de diagnostic et pronostic de la situation. De plus, une formation spécifique et plus approfondie existe pour les experts techniques des équipes nationales de crise qui sont formées à l'utilisation des guides de gestion des accidents graves, notamment pour l'aspect confinement. Un recyclage périodique de leur connaissance est effectué. Ils sont ainsi informés de l'évolution de ces guides qu'ils peuvent mettre en pratique dans le cadre des exercices PUI.

Les autres membres des équipes nationales PUI ont une information sur les guides de conduite « Accidents Graves » afin de comprendre et de partager les enjeux des actions demandées.

Des exercices simulant une situation d'AG sont réalisés régulièrement.

Pour les exercices PUI nationaux, les scénarios annuels sont fixés par les pouvoirs publics et en fonction des exigences, certains peuvent conduire à entrer dans le domaine des AG.

Les exercices PUI internes EDF portent sur l'ensemble des domaines : accident de dimensionnement, incident BK, domaine AG...

Suite à la tempête de 1999, des exercices PUI multi-tranches sont réalisés pour traiter une situation d'inondation.

6.1.1.2 Possibilité d'utiliser les équipements existants

Les matériels utilisés sont d'une part les matériels spécifiques « AG », et potentiellement d'autre part, des matériels non spécifiques AG si les conditions le permettent et si leur utilisation est compatible avec l'objectif de maîtrise du confinement (cf. § 6.2).

Il existe un nombre limité d'équipements spécifiques au domaine AG (par exemple : une mesure de pression enceinte gamme large, des recombineurs d'hydrogènes passifs...). Les actions demandées par le guide de conduite en accidents graves sont prédéterminées et limitées. Elles sont basées sur l'utilisation de matériels existants (par exemple des dispositifs d'appoint en eau utilisés en fonctionnement normal ou accidentel hors situation d'accident grave), 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 le caractère non préjudiciable de ces actions (notamment vis-à-vis du confinement qui est prioritaire).

Les équipements de mesure d'activité et de débit de dose disponibles sur site (film, dosimètre, ...) seraient utilisés par les intervenants lors d'un accident grave : ils sont dimensionnés pour une large gamme de mesures. Ils sont par ailleurs en nombre suffisant.

6.1.1.3 Dispositions pour utiliser des moyens mobiles (disponibilité des moyens, délai nécessaire pour les acheminer sur le site et les mettre en marche)

Actuellement il n'existe pas 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 KRT U5 dont la fonction est de mesurer l'activité rejetée lors de la décompression de l'enceinte par le filtre à sable. La mise en place de cette unité de traitement est demandée par les équipes de crise.

D'autres moyens mobiles, non spécifiques à la gestion d'un accident grave, pourront 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.

Les procédures de gestion de stockage sur site et de mise en œuvre de ces moyens sont décrites au § 5.1.2.1.3.2 du volet "H1-H3".

6.1.1.4 Gestion de l'approvisionnement (combustible pour les générateurs diesels, eau,...)

La gestion de l'approvisionnement est présentée dans le volet H1-H3 au § 5.1.1.2.

6.1.1.5 Gestion des rejets radioactifs et les dispositions prévues pour les limiter

La surveillance du confinement a été développée dans le cadre des actions qui ont suivi l'accident de TMI aux USA en 1979. Cette surveillance est déclinée dans une procédure qui est 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. Il est appliqué par un équipier de crise dédié aux aspects confinement. Les actions demandées suite à l'application de ce guide sont partagées au sein des équipes de crise et validées par la direction du CNPE avant d'être transmises à l'équipe de quart et aux équipes de maintenance pour qu'elles soient réalisées.

La détection de défauts de confinement est signalée à partir des mesures d'activité élevées sur l'une ou l'autre des chaînes de mesure KRT suivantes :

- activité de la cheminée du Bâtiment des Auxiliaires Nucléaires (BAN), significative d'un défaut d'étanchéité d'une traversée enceinte,
- activité des puisards du BAN, du Bâtiment des Auxiliaires de Sauvegarde (BAS) ou du Bâtiment Combustible (BK), significative d'un défaut d'étanchéité d'un circuit de sauvegarde.

Ces informations sont transmises depuis la salle de commande à toutes les équipes d'appui expertise, toutes les demi-heures.

Les dispositions matérielles permettant de limiter les rejets radioactifs sont présentées au §6.2.

6.1.1.6 Systèmes de communication de l'information (internes et externes)

La gestion des systèmes de communication de l'information dans une situation accidentelle est présentée dans l'annexe « Organisation de crise EDF ».

6.1.2 PERTURBATIONS POSSIBLES VIS-A-VIS DES MESURES ENVISAGEES POUR GERER LES ACCIDENTS ET GESTION ASSOCIEE

6.1.2.1 Destruction importante des infrastructures autour de l'installation, y compris des moyens de télécommunication

L'adaptation de l'organisation de crise à des destructions importantes autour de l'installation n'est pas spécifique à l'AG, elle est donc présentée dans l'annexe « organisation de crise EDF ».

La destruction importante d'infrastructures autour des installations est abordée aux § 2.1.2.4 du chapitre traitant des séismes et 3.1.2.4.3. du chapitre traitant des inondations. Les mesures complémentaires prévues par EDF pour faire face aux difficultés physiques ou matérielles éventuelles pour les personnels d'astreinte intervenant sur site sont décrites aux § 2.2.2.2 et 3.2.5 de ces chapitres.

De plus pour faire face à des situations de destructions importantes des infrastructures autour de l'installation, EDF prévoit la création d'une Force d'Action Rapide Nucléaire (voir annexe « FARN »).

6.1.2.2 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 le site

6.1.2.2.1 Impact sur l'accessibilité et l'habitabilité des salles de commande principale et secondaire, mesures à prendre pour éviter ou pour gérer cette situation

En situation d'accident grave, les actions permettant de garantir le confinement sont mises en œuvre, ainsi que les actions permettant de stopper la fusion du cœur. La restauration des systèmes défectueux est entreprise avec l'aide des équipes d'appuis grées.

Les différentes actions ont pour objectif d'éviter ou de retarder la nécessité de dépressuriser l'enceinte. Cependant, suite à la montée en pression du bâtiment réacteur (cf. § 6.2.1.2.2 B), il peut être nécessaire d'effectuer une dépressurisation de cette enceinte afin d'en garantir l'intégrité. Cette dépressurisation serait alors effectuée au plus tôt 24 heures après l'entrée en accident grave et serait réalisée par l'intermédiaire d'un pré-filtre métallique et d'un filtre à sable (« filtre U5 ») qui permettent de piéger une grande partie des rejets radioactifs afin de limiter l'impact sur l'environnement et la population.

L'accessibilité et l'habitabilité des salles de commande dans ces conditions sont traitées au § 6.2.3.3.

6.1.2.2 Impact sur les différents locaux utilisés par les équipes de crise ou dont l'accès serait nécessaire à la gestion de l'accident

L'accessibilité et l'habitabilité des Locaux Techniques de Crise (LTC) sont identiques à celles des salles de commande.

L'analyse de la tenue aux agressions externes du Bloc De Sécurité (BDS), lieu de pilotage de la gestion de crise, est développée dans les paragraphes séisme (§2) et inondation (§3).

L'habitabilité du BDS n'est pas assurée, temporairement, après ouverture du dispositif U5. Cependant, toutes les dispositions complémentaires mises en œuvre par EDF visent à éviter cette ouverture.

6.1.2.3 Faisabilité et efficacité des mesures pour gérer les accidents en cas d'agressions externes (séismes, inondations)

L'application des procédures n'est pas impactée par une agression externe (séisme, inondation) : la salle de commande est robuste aux agressions.

En cas d'accident grave cumulé avec une inondation ou un séisme, les équipements utilisés dans l'enceinte de confinement ne sont pas affectés. L'équipe de conduite a à sa disposition les procédures pour faire face à cette situation et pour en gérer les conséquences (la perte de la source froide).

Compte tenu de l'agression (séisme et ses répliques ou inondation), une optimisation des procédures pourra être nécessaire avec l'appui de l'organisation nationale de crise.

Les actions à réaliser en local devront être sécurisées (en cas de perte de l'éclairage des bâtiments par exemple).

Les moyens de communication utilisés dans le cadre du fonctionnement normal pourraient être rendus défectueux par l'agression externe. Ce point est traité dans l'annexe « organisation de crise EDF ».

La FARN disposera de moyens d'appoint au primaire pour chaque tranche d'un site (voir annexe « FARN »).

6.1.2.4 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. Il reste donc applicable dans cette situation.

Les moyens de télécommunications utilisés dans le cadre du fonctionnement normal pourraient être rendus indisponibles. Ce point est traité dans l'annexe « organisation de crise EDF ».

Le confinement dynamique réalisé à partir des ventilations sera perdu. De plus la ventilation de l'espace entre-enceinte EDE sera également perdue. Le piégeage de l'iode issu des fuites enceintes ne sera dès lors plus possible.

La perte des alimentations électriques entraînera la perte de la ventilation de la salle de commande principale (perte de DVC) et de la filtration sur piège à iode de cette ventilation. La gestion de cette situation est présentée au § 6.2.3.3.

L'habitabilité permanente de la salle de commande est garantie en dehors de l'ouverture du filtre U5, compte tenu des modifications prévues au titre de l'Evaluation Complémentaire de Sûreté (voir §6.2.3.3).

En cas d'utilisation du dispositif U5, elle peut être compromise de façon temporaire (voir § 6.2.3.3). Il faut cependant signaler :

- qu'il s'agit d'un dispositif ultime de sauvegarde de l'enceinte dont tout est fait pour qu'il n'ait pas à être utilisé. Toutes les mesures prises, y compris celles ajoutées au titre de la présente Evaluation Complémentaire de Sûreté, sont dimensionnées pour éviter d'atteindre les conditions d'utilisation du dispositif U5.
- que le nombre d'actions à réaliser dans cette situation serait très limité. La surveillance du principal paramètre physique (pression enceinte gamme large) peut se faire par des actions ponctuelles. Une éventuelle évacuation temporaire de la Salle de Commande n'est pas préjudiciable à la conduite prévue.

6.1.2.5 Défaillance potentielle de l'instrumentation

Le diagnostic et le pronostic sont réalisés par les équipes de crise sur la base de la mesure de certains paramètres identifiés. Ces mesures sont transmises par le site par l'intermédiaire d'un message écrit et remis à jour tous les quarts d'heure. Ce message est validé sur le site avant transmission aux équipes de crise. A réception de ce message, les équipes de crise s'assurent de la cohérence entre les différents paramètres physiques par inter-comparaison afin de valider ces informations et détecter les indisponibilités potentielles ou les éventuelles incohérences.

Une méthode de diagnostic et pronostic est utilisée par les équipes de crise. Elle s'appuie sur les mesures transmises par le site. Cette méthode est systématiquement appliquée lors de chaque exercice de crise afin d'entraîner les équipes de crise à son application. Par ailleurs, une confrontation entre experts techniques des différents centres de crise est effectuée afin de partager le diagnostic et le pronostic de la situation.

Un guide de crise recense les principales mesures et présente leur qualification ainsi que leur gamme d'utilisation. Cet outil constitue une aide à la vérification de la validité des mesures.

En cas de défaillance de l'instrumentation, les outils de calcul dont disposent les équipes de crise permettent de substituer les mesures par des valeurs calculées. Le capteur de pression enceinte n'est pas secouru par le LLS et est par conséquent indisponible en cas de perte des alimentations électriques. Le calcul de l'évolution de la pression enceinte sera dès lors réalisé afin d'ouvrir le filtre U5 (l'ouverture du filtre n'est pas prévue avant 24h après l'entrée en accident grave).

EDF prévoit de secourir électriquement, via la FARN, ce capteur afin de le rendre robuste à la perte des alimentations électriques (voir § 6.2.3.1).

6.1.2.6 Impact des autres installations avoisinantes sur le site

Les sources d'agressions provenant de l'environnement industriel et des voies de communication du CNPE de Flamanville, sont :

- les installations industrielles fixes telles que stockages et unités de production,
- les voies de communication (canalisations de transport telles que les gazoducs, les trafics routiers, ferroviaire et fluvial),
- certaines installations internes au CNPE.

Les risques engendrés par ces sources d'agression sont :

- le risque d'endommagement des bâtiments de la centrale suite à une explosion sur place ou consécutive à la dispersion atmosphérique d'un nuage inflammable,
- le risque d'intoxication du personnel en salle de commande consécutif à la dispersion atmosphérique d'un nuage toxique,
- le risque incendie, avec comme conséquences potentielles l'échauffement des parois des bâtiments importants pour la sûreté et l'intoxication de l'équipe de conduite par les produits de combustion.

Environnement Industriel

Cf. Volet « Caractéristiques de site » (§1).

- 2 installations sont soumises à autorisation dans un rayon de 5 km.
- Aucune installation n'est soumise à la directive « SEVESO » dans un rayon de 10 km.

Transport de matières dangereuses par canalisation et voies de communication.

Cf. Volet « Caractéristiques de site » (§1).

Pour le site de Flamanville, compte tenu des distances minimales par rapport aux différentes voies de communication et de transport, Le risque est concentré sur le réseau maritime pour l'explosion et le toxique. Ils sont susceptibles de générer un impact éventuel sur l'intervention du personnel et l'organisation en situation de crise sur le CNPE. Cependant, le risque reste limité. La probabilité d'occurrence de tels phénomènes est compatible avec la RFS 1.2.d (*Prise en compte des risques liés à l'environnement industriel et aux voies de communication*).

Installations internes au site :

Selon la nomenclature ICPE (colonne A de l'annexe à l'article R.511-9), les rubriques auxquelles se rattachent les installations, sont associées à des seuils (quantité de produits, activités menées ...) permettant d'estimer la gravité des dangers ou inconvénients qu'elles peuvent présenter. Le niveau « Déclaration » ou « Autorisation » fournit donc un bon indicateur du niveau de danger d'une ICPE ou d'un équipement nécessaire.

Le seul équipement nécessaire, présent sur chaque tranche du site, soumis à autorisation (cf. §1.3.) et présentant un impact éventuel sur l'intervention du personnel et l'organisation en situation de crise est le poste d'hydrazine.

Poste d'hydrazine

Présentation des Caractéristiques physico-chimiques

L'hydrate d'hydrazine est un produit stable stocké à 55% et modérément inflammable. Il est classé R45 (peut provoquer le cancer), R23/24/25 (toxique par inhalation, contact avec la peau et ingestion), R43 (peut entraîner une sensibilisation par contact avec la peau), R50/53 (très toxique pour les organismes aquatiques, peut entraîner des effets néfastes à long terme pour l'environnement).

Conditions de stockage du site

Le CNPE utilise des conditionnements en fûts de 200 litres et en bidons de 25 litres ; respectivement 6 fûts sur l'aire de stockage des produits chimiques en tranche 2 (3 fûts supplémentaires pour le conditionnement des GV peuvent être ajoutés et stockés à cet endroit en période d'arrêt de tranche dans l'attente de leur utilisation au SIR) et 6 bidons au local SIR tranche 1.

Le stockage des fûts s'effectue verticalement, à l'abri de la chaleur et de l'humidité. Par conception, on garantit l'absence de risque d'interaction de l'hydrate d'hydrazine par des produits incompatibles, pouvant créer des atmosphères inflammables ou explosives.

Risque résiduel engendré

Le risque à considérer est donc l'intoxication du personnel suite au déversement d'hydrate d'hydrazine du à la fuite sur l'un ou plusieurs des fûts.

Dispositions prises

Les réservoirs fixes sont construits en matériau de résistance mécanique et d'épaisseur suffisante pour résister à la pression hydrostatique, voire aux surcharges occasionnelles. Les bâtis ou supports des réservoirs sont dimensionnés pour offrir toutes les garanties de résistance mécanique.

Les stockages d'hydrate d'hydrazine (sur l'aire de stockage des produits chimiques et dans le local SIR) sont pourvus d'une rétention dont le volume est adapté au volume stocké. Les produits incompatibles ne sont pas stockés sur la même rétention, celle-ci étant par conception dédiée aux contenants d'hydrate d'hydrazine. Les aires de dépotage sont munies d'une rétention. Les 6 fûts d'hydrazine sont fermés à clefs avec un accès sécurisé et limité au strict nécessaire.

Concernant les bidons d'hydrate d'hydrazine contenus dans le local SIR de la tranche 1, la rétention considérée est la salle des machines (après la rétention du local SIR). Un siphon de sol récupère les éventuels effluents et les dirige via le puisard SEK vers la bêche SEK où sont stockés et contrôlés tous les effluents liquides de la salle des machines.

Ces dispositifs mis en place dans ces installations permettent de protéger le personnel intervenant en situation de crise. De plus, l'éloignement géographique des BDS et SDC aux installations d'hydrate d'hydrazine limite les conséquences d'un déversement toxique.

Diesels de tranche

Caractéristiques

En cas de perte des alimentations électriques externes, deux sources distinctes (internes à la tranche) démarrent automatiquement pour alimenter séparément les deux ensembles d'auxiliaires nécessaires au maintien des fonctions de sûreté de la tranche.

Ces sources de secours sont constituées par deux groupes électrogènes diesels autonomes et fonctionnellement indépendants.

Lieux d'implantation

Les diesels se trouvent accolés au BAS (Diesels LHP) et au BAN (Diesels LHQ).

Risques résiduels engendrés

Les différents risques liés au diesel sont :

- L'incendie (flux thermique),
- La pollution des sols (hydrocarbures) et de l'air (fumées et vapeurs).

En ce qui concerne les diesels et leur bache à fuel, les Etudes de Risques Incendie (ERI : arrêté de décembre 99 modifié 2006) démontrent que le seul risque prépondérant est l'incendie ; les risques Toxique, Radioactif, Corrosif et Explosif ne sont pas prépondérants car ayant des seuils inférieurs au SER (seuil d'effets réversibles) et SEI (irréversibles).

Dispositions

Les locaux sont sectorisés vis à vis de l'incendie et anti-sismiques.

Cependant il se peut qu'en cas d'incendie et d'arrêt tardif des ventilations, de la fumée se propage en Salle des Machines (SdM). Cette fumée peut rendre plus pénible l'intervention des équipes de secours sans pour autant porter nuisance à la santé des intervenants.

Les moyens de secours :

- Groupes électrogènes et bache à fioul journalière : Réseau sprinklers à eau dopée à l'émulseur AFFF avec une concentration de 3% et un débit de $15l/mn/m^2$,
- Cuves de stockage fuel : Extinction par système d'aspersion fonctionnant automatiquement par double détection (fumée et flammes) ou manuellement.

Arrosage à l'eau dopée à l'émulseur AFFF avec une concentration de 1% et un débit de 6.5l/mn/m² pendant 10 mn,

- Extincteurs (niveau 5 et 6),
- Poteaux incendie
- Ventilation : ventilation mécanique mais absence de désenfumage. Toutefois la grande porte d'entrée coulissante peut créer une ouverture conséquente.

Ces dispositifs mis en place dans ces installations permettent de protéger le personnel intervenant en situation de crise. Des exercices de lutte contre un incendie diesel sont réalisés avec le SDIS et s'appuient sur un scénario formalisé.

6.2 REACTEURS NUCLEAIRES

6.2.1 MESURES DE GESTION DES ACCIDENTS QUI SONT ACTUELLEMENT EN VIGUEUR AUX DIFFERENTS STADES D'UN ACCIDENT GRAVE, EN PARTICULIER CONSECUTIF A UNE PERTE DE LA FONCTION REFROIDISSEMENT DU CŒUR

6.2.1.1 Avant que le combustible ne soit endommagé dans la cuve du réacteur

6.2.1.1.1 Dispositions de prévention

La démarche de sûreté 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.

Par ailleurs les dispositions mises en œuvres pour éviter de rentrer en situation d'accident grave, notamment suite à des situations d'inondation (cf. § 3), de séisme (cf. § 2), ou de perte des alimentations électriques ou de la source froide (cf. § 5), sont décrites aux paragraphes précédents.

Les trois premiers niveaux de défense en profondeur ont été renforcés suite aux accidents réels de fusion du cœur (TMI, Tchernobyl) et font l'objet d'améliorations régulières à chaque réexamen de sûreté. De plus une démarche accidents graves constitue un nouveau niveau de défense. Celui-ci vise, en cas de fusion du cœur, à en limiter les conséquences.

La prise en compte des accidents graves constitue pour une large part une démarche indépendante des causes qui ont pu conduire à la fusion, ce qui permet de couvrir certaines défaillances de cause commune.

Pour les réacteurs en exploitation, en particulier pour les tranches REP françaises 900/1300 et N4, la prise en compte de la problématique « accidents graves » s'est traduite jusqu'à ce jour par la mise en place de mesures préventives ainsi que de procédures et de matériels permettant de faire face à ces situations et d'en limiter les conséquences sur l'environnement.

6.2.1.1.2 Cinétique d'entrée en Accident Grave, effets falaise

Sur un réacteur électronucléaire, hors piscine d'entreposage combustible, un Accident Grave se définit comme une situation très improbable de fusion d'une partie ou de la totalité des éléments combustibles qui constituent le cœur du réacteur. En outre, les pertes successives des trois barrières de confinement que constituent le gainage des assemblages combustibles, le circuit primaire et l'enceinte de confinement pourraient engendrer dans ces situations des rejets radioactifs dans l'environnement.

Sur les réacteurs du Parc électronucléaire français, les situations d'accident grave sont hautement hypothétiques. Un grand nombre de dispositions est pris pour écarter au maximum cette situation. Néanmoins, au titre d'un niveau ultime de défense en profondeur, les situations d'accident grave sont étudiées.

La situation très hypothétique d'accident grave est toujours consécutive à un initiateur (brèche sur un circuit, perte des alimentations électriques externes, ...) cumulé à la perte des systèmes de sauvegarde (perte de l'injection de sécurité, des diesels de secours, ...). Dans le cas d'un réacteur en puissance, suite à l'initiateur, l'arrêt d'urgence automatique du réacteur a lieu. S'en suit alors une phase d'échauffement de l'eau primaire, plus ou moins retardée en fonction de la disponibilité des matériels. L'inventaire en eau se dégrade, soit via une brèche située sur le circuit primaire soit via un exutoire pour éviter la surpression du circuit primaire (dans la plupart des cas il s'agit des soupapes de sûreté situées sur le pressuriseur). En l'absence d'appoint, l'inventaire en eau du circuit primaire se dégrade jusqu'à dénoyer les assemblages combustibles qui constituent le cœur du réacteur. Sous l'effet de la puissance résiduelle (due à la désintégration des produits de fission), les assemblages combustibles dénoyés s'échauffent. La fonction de refroidissement du cœur est alors perdue. Au fur et à mesure de la baisse de niveau d'eau dans le circuit primaire, les assemblages s'échauffent de plus en plus. Le gainage se rompt sous l'effet de la dilatation thermique aux alentours de 800°C. On considère l'entrée en Accident Grave lorsque la température des gaz en sortie du cœur est supérieure à 1100 °C.

L'instant d'entrée en AG après l'initiateur de l'accident est très dépendant du scénario considéré et peut être de l'ordre de quelques heures comme de l'ordre de plusieurs jours.

Les principaux effets falaises susceptibles d'impacter l'instant d'entrée en Accident Grave et la cinétique du scénario sont listés ci-dessous :

- La perte des générateurs de vapeur ou de leur alimentation en eau : lorsque les générateurs de vapeur sont disponibles ainsi que leur alimentation en eau, ils permettent d'évacuer la quasi-totalité de la puissance résiduelle retardant ainsi très fortement l'instant d'entrée en accident grave.
- La présence d'une brèche sur le circuit primaire : en cas de brèche sur le circuit primaire, la cinétique d'entrée en accident grave est généralement accélérée.
- La perte des alimentations électriques : consécutivement à la perte des alimentations électriques, les matériels de secours disponibles deviennent limités. Les effets falaise éventuels associés à ces matériels ont été étudiés au § 5.

- L'indisponibilité des soupapes du pressuriseur : les soupapes de décharge du pressuriseur permettent la dépressurisation du circuit primaire en l'absence de brèche sur le circuit primaire. En l'absence d'ouverture des soupapes de décharge du pressuriseur, la pression primaire reste importante (aux alentours de 155 bar absolus) et ne permet pas à des moyens d'appoint « basse pression » d'injecter dans le circuit primaire et d'éviter ou de retarder l'entrée en AG.
- L'indisponibilité de l'instrumentation : elle permet d'optimiser la conduite pour retarder voire empêcher l'entrée en accident grave si possible.

Dans le cadre du retour d'expérience de l'accident de Fukushima on s'intéresse plus particulièrement aux situations de perte totale des alimentations électriques (réseau externe et diesels de secours). La cinétique d'entrée en accident grave et les principaux effets faibles sont donnés ci-après. On considère ici un accident de tranche sans secours par les matériels des tranches voisines.

Description des scénarios avant début de découverte du cœur :

La description des scénarios pouvant conduire à une situation d'accident grave sont présentés dans le paragraphe H1-H3 (voir §5).

Description des scénarios après début de découverte du cœur :

Les parties des assemblages dénoyées ne sont plus refroidies par l'eau. Elles vont alors s'échauffer et des gaines d'assemblages combustibles commencent à rompre pour des températures d'environ 800 °C relâchant des gaz actifs dans l'enceinte de confinement. Cet instant constitue la perte de la première barrière de confinement. Il intervient plusieurs dizaines d'heures après le début de l'accident. L'atteinte d'une température des gaz de 1100°C en sortie cœur intervient de l'ordre d'1h plus tard. Les critères d'entrée dans les procédures de conduite accident grave sont la température des gaz en sortie du cœur supérieure à 1100°C ou un débit de dose très élevé dans l'enceinte.

Dans le cas peu plausible de cumul d'une situation de perte totale des alimentations électrique et de défaillance intrinsèque des TPS ASG, l'entrée en AG se ferait en quelques heures.

6.2.1.1.3 Actions possibles pour empêcher l'endommagement du combustible

L'entrée dans le domaine des accidents graves est basée sur la surveillance de deux critères, qui sont d'une part le dépassement d'une température de 1100°C en sortie cœur, et d'autre part le dépassement d'un seuil de débit de dose élevé dans l'enceinte. L'atteinte de l'un ou l'autre de ces critères caractérise un début de dégradation locale du combustible. Ces critères ont été ainsi définis dans le but de laisser le maximum de temps, afin de favoriser leur succès, à la mise en œuvre des dispositions telle que définies dans les procédures de conduite du domaine incidentel/accidentel, dont l'objectif prioritaire est la sauvegarde du cœur. A défaut, l'entrée dans le domaine accident grave implique une réorientation des priorités de la conduite vers la maîtrise du confinement et la réduction des rejets.

Après l'entrée en situation d'accident grave, la restauration d'un moyen d'injection d'eau en cuve peut permettre, en renoyant le cœur, de refroidir le combustible, et ainsi de stabiliser la situation. 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 (le corium étant constitué des matériaux fondus du cœur) ;
- 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 en cuve si elle est restaurée avant ablation significative de la paroi de la cuve.

Les actions possibles pour restaurer un moyen d'injection d'eau en cuve et ainsi empêcher l'endommagement du combustible ou stabiliser la situation en stoppant la dégradation du cœur sont les suivantes :

- restauration le cas échéant d'un tableau électrique permettant l'alimentation des systèmes de sauvegarde,
- mise en œuvre d'un lignage ultime permettant l'injection d'eau dans la cuve du réacteur accidenté en application du guide d'action des équipes de crise (volet appoints ultimes),
- utilisation de moyens mobiles, de type motopompe thermique, permettant l'injection d'eau en cuve.

Comme mentionné précédemment, l'entrée en accident grave implique une réorientation des priorités de la conduite vers la maîtrise du confinement et la réduction des rejets. Dans ce cadre, les conditions de remise en service d'un appoint au primaire en situation AG sont définies dans le guide de gestion des accidents graves. En particulier, les risques d'occurrence de phénomènes dynamiques pouvant survenir en situation d'accident grave avec remise en service d'un appoint sont pris en compte (risques de perte précoce du confinement par combustion d'hydrogène ou par fusion en pression et échauffement direct de l'enceinte).

6.2.1.2 Après l'entrée en situation d'accident grave suite à endommagement du combustible voire de la cuve

6.2.1.2.1 Identification des risques, effets falaise et cinétique des accidents graves

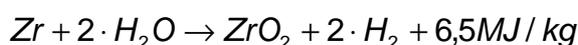
Les risques identifiés lors d'une situation d'accident grave sont les suivants :

- risque dû à la production d'hydrogène ;
- risque d'explosion vapeur en cuve ;
- risque d'échauffement direct de l'enceinte ;
- risque d'explosion vapeur hors cuve ;
- risque de pressurisation lente de l'enceinte ;
- risque de percée du radier ;
- risque de défaut d'étanchéité de l'enceinte de confinement.

On détaille ci-dessous de manière chronologique ces différents risques. L'apparition de certains phénomènes est dépendante de l'appoint en eau. Les parades associées sont présentées aux § 6.2.1.2.2 et 6.2.2.

a) Risque associé à la production d'hydrogène

Après l'entrée en accident grave, le cœur s'échauffe suite à son dénoyage sous l'effet de la puissance résiduelle mais aussi sous l'effet de la chaleur dégagée par la réaction d'oxydation des gaines en zirconium par la vapeur d'eau présente dans le cœur (cf. Équation 1). C'est le premier effet falaise rencontré en AG. Ce phénomène débute légèrement avant l'entrée en AG. Cette réaction est fortement exothermique. Elle aboutit à la production d'hydrogène. Cet hydrogène, sous certaines conditions de concentration, est susceptible de s'enflammer ce qui peut conduire à atteindre des pressions importantes dans l'enceinte de confinement. Ce risque est traité plus en détail dans le § 6.2.2.1.



Équation 1 : Réaction d'oxydation du zirconium

Par ailleurs, il convient de noter que le parc REP en exploitation en France ne comporte que des enceintes de confinement dites « grande enceinte sèche » qui constituent le type d'enceinte le plus résistant à la pression des centrales nucléaires de puissance pour ce type de phénomène.

b) Risque d'explosion vapeur en cuve

En l'absence d'appoint d'eau en cuve, la réaction d'oxydation accélère l'échauffement du cœur. La géométrie du cœur se détériore, des crayons s'écroulent ce qui dégrade l'échange thermique. Les matériaux qui constituent le cœur du réacteur commencent ensuite à fondre au centre du cœur et forment une masse liquide qu'on appelle « bain de corium », le corium étant constitué des matériaux fondus du cœur, soit d'oxyde d'uranium, de zirconium, d'oxyde de zirconium et d'aciers inoxydables. La température de ce bain liquide est d'environ 2500 °C à 3000 °C. Le bain de corium progresse axialement et radialement dans le cœur en incorporant de plus en plus de matériaux en fusion jusqu'à atteindre et percer le cloisonnement ou la plaque support de cœur. Après percée de l'enveloppe ou de la plaque support, le corium se relocalise en fond de cuve où de l'eau résiduelle peut être présente. Il y a alors une interaction entre le corium et l'eau qui provoque une vaporisation très intense de l'eau. Dans des conditions particulières, elle est susceptible de conduire à une explosion de vapeur pouvant générer un pic de pression de l'ordre d'une centaine de bar durant quelques millisecondes. Il existe un consensus international basé sur des résultats expérimentaux considérant que le circuit primaire est suffisamment résistant à une explosion vapeur en cuve pour éviter l'émission de projectiles susceptible de porter atteinte au confinement.

c) Risque d'échauffement direct de l'enceinte (phénomène DCH)

Après relocalisation du corium en fond de cuve, le bain de corium impose un chargement thermomécanique au fond de cuve qui aboutit à sa percée si aucun appoint en eau dans le circuit primaire n'est restauré. Si le circuit primaire est en pression lors de la percée de la cuve, le corium peut être pulvérisé à la brèche. Des gouttes de corium, d'un diamètre équivalent au micromètre, peuvent alors être

transportées via les mouvements d'air convectif, dans toute l'enceinte de confinement. La surface d'échange entre le corium et l'atmosphère de l'enceinte devient alors importante ce qui provoque, par transfert thermique, une montée en température et donc en pression de l'enceinte de confinement très rapide susceptible, dans des configurations très pénalisantes, de menacer son intégrité. Pour éviter l'occurrence de tels phénomènes, des dispositions sont prises pour éviter la percée de la cuve en pression.

d) Risque d'explosion vapeur hors cuve

Si de l'eau est présente dans le puits de cuve (situé sous la cuve) lors de la percée de la cuve, que ce soit en pression ou non, le corium va interagir avec l'eau présente dans le puits de cuve. Pour des présences d'eau importantes dans le puits de cuve, on pourrait supposer, de manière analogue à ce qui se passe en cuve lors de la relocalisation du corium en fond de cuve, une explosion vapeur dans le puits de cuve susceptible d'ébranler et d'endommager certaines structures de l'enceinte de confinement. Néanmoins, les explosions vapeur constatées expérimentalement ont généralement été déclenchées artificiellement ; l'existence d'un « déclencheur » en configuration réelle n'est pas prouvée. A cet effet, pour caractériser les conditions d'occurrence et l'intensité de tels phénomènes, un programme de recherche international est en cours.

De plus, 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.

e) Risque de pressurisation lente de l'enceinte

Suite au renoyage du cœur (en cuve ou hors cuve), sans évacuation de puissance hors de l'enceinte, la production de vapeur conduit à la pressurisation lente de l'enceinte.

En cas de percée de la cuve, le corium se relocalise sur le radier. Par interaction thermique (la température du corium est supérieure à la température de fusion du béton), mais aussi par interaction chimique (le corium est assez corrosif), le béton du radier de la centrale est alors ablaté par le corium (Interaction Corium Béton : ICB). Sa décomposition engendre l'émission de gaz incondensables tel que le CO₂, le CO, l'H₂ et le SiO qui contribuent à la montée en pression de l'enceinte de confinement.

Si le cœur est renoyé ou si l'ICB n'est pas stabilisée, la pression enceinte peut dépasser au bout de quelques jours la pression de tenue ultime des enceintes de confinement. Cela nécessitera l'ouverture de l'exutoire de pression.

f) Risque de percée du radier

La cinétique d'ablation du béton est dépendante de la puissance résiduelle contenue dans le corium, de la composition du corium, de la nature du béton qui compose le radier du réacteur, de la présence d'eau en surface du corium, des mouvements convectifs dans le bain de corium et des échanges thermiques avec les parois. Le temps de percée du radier est, en plus, dépendant de l'épaisseur du radier. Un apport d'eau sur le corium permet de ralentir voire stopper l'ablation du radier.

g) Risque de défaut d'étanchéité de l'enceinte de confinement

Sur signal d'isolement enceinte, les vannes d'isolement enceinte se ferment automatiquement afin d'assurer l'étanchéité du bâtiment réacteur. La plupart des traversées disposent de clapets ou de vannes à position sécurité fermée en cas de perte de leur alimentation. On peut donc être amené à refermer certaines vannes manuellement dans des situations de perte totale des alimentations électriques (cf. 6.2.3.1). Les dispositions de conduite pour la gestion des états d'arrêt avec ouverture du Tampon d'Accès Matériels (TAM) sont traitées au § 6.2.1.2.2.

Les analyses relatives aux risques présentés ci-dessus sont basées sur le meilleur état des connaissances actuelles au niveau international. Toutefois d'importants programmes de R&D se poursuivent dans ce domaine et EDF y contribue.

6.2.1.2.2 Identification des parades existantes pour les différents risques

A. Rappel des dispositions matérielles AG :

De manière très générale, l'installation de ces dispositions matérielles résulte des conclusions des premières études probabilistes traitant des risques des rejets d'un réacteur de puissance en cas d'AG. Ces études ont identifié 5 modes de défaillance potentielle de l'enceinte :

- mode α : perforation de l'enceinte par un missile (couvercle de la cuve) suite à une explosion vapeur dans la cuve,
- mode β : défaut d'étanchéité de l'enceinte,
- mode γ : défaillance due à la combustion de l'hydrogène produit,
- mode δ : défaillance par surpression lente suite à la perte totale des systèmes de sauvegarde,
- mode ε : rupture de l'enceinte par traversée du radier par le corium.

Les dispositions matérielles installées suite à ces analyses, ainsi que les compléments programmés lors des lots de modification associés, en particulier, aux différentes visites décennales des paliers, sont décrites ci-après.

a) Prise en compte du mode α : perforation de l'enceinte par un missile (couvercle de la cuve) suite à une explosion vapeur dans la cuve

Suite à un consensus international basé sur des résultats expérimentaux, le circuit primaire est jugé suffisamment résistant à une explosion vapeur en cuve pour éviter l'émission de projectiles susceptible de porter atteinte au confinement. Aucune disposition n'est donc nécessaire pour écarter ce risque.

b) Prise en compte du mode β : défaut d'étanchéité de l'enceinte

Des dispositions de conduite de surveillance et de restauration, si besoin, du confinement de l'enceinte après un accident ayant conduit à une dégradation du combustible sont prévues pour écarter le risque d'accident grave avec bipasse du confinement (voir § 6.2.1.2.2. B)

c) Prise en compte du mode γ : risque de défaillance de l'enceinte par combustion d'hydrogène

A la suite, en particulier, de l'accident survenu sur la centrale de TMI 2 en 1979, qui avait confirmé la possibilité de génération d'une quantité d'hydrogène importante durant un accident grave, des analyses (études et essais) ont été effectuées dans le monde, et en particulier en France, pour évaluer le risque associé et les parades possibles.

Depuis fin 2007, l'ensemble des tranches est équipé de RAP (Recombineurs Autocatalytiques Passifs).

La justification de l'aptitude des RAPs à réaliser leur mission, c'est-à-dire éviter l'accumulation d'hydrogène dans l'enceinte par recombinaison catalytique de l'hydrogène émis durant l'accident et de l'oxygène présent en vapeur d'eau, ceci dans des conditions dégradées représentatives de l'atmosphère d'un BR en situation d'AG, a fait l'objet de nombreux programmes, en particulier d'essais, au niveau international, et en particulier en France, où les programmes dits KALI-H2 et H2-PAR, réalisés au CEA Cadarache, ont impliqué des partenaires français et étrangers.

De manière très synthétique, les RAP ont été retenus pour les avantages suivants qu'ils avaient par rapport à d'autres techniques de mitigation proposées par ailleurs (igniteurs, pré ou post inertage, ...) :

- système entièrement passif (ne nécessite strictement aucune source d'énergie extérieure pour fonctionner ni action opérateur),
- évite l'accumulation d'hydrogène y compris lorsque l'atmosphère est inertée par la vapeur d'eau,
- système modulaire d'installation (relativement) aisée dans un BR en exploitation (peu de contraintes liées à leur installation et à leur maintenance).

d) Prise en compte du mode δ : défaillance par surpression lente suite à la perte totale des systèmes de sauvegarde

La prise en compte de ce risque de défaillance de l'enceinte a été réalisée par la mise en place d'un circuit et de la procédure de conduite associée (procédure ultime U5).

Le dispositif U5 a pour but, en réalisant une décompression de l'enceinte, d'éviter la défaillance de l'enceinte de confinement en cas de montée lente en pression suite à la perte des systèmes de sauvegarde. Le maintien de cette intégrité est en effet essentiel pour la maîtrise sur le long terme des conséquences d'un tel accident.

L'ouverture de ce dispositif, qui est une mesure ultime de protection de l'enceinte de confinement, a lieu au-delà de 24 heures pour une pression minimale égale à la pression de dimensionnement de l'enceinte (environ 5 bar absolu pour l'ensemble des paliers).

Il s'agit donc d'un dispositif ultime de sauvegarde de l'enceinte pour lequel tout est fait afin d'éviter son utilisation. Toutes les mesures prises, y compris celles ajoutées au titre de la présente Evaluation Complémentaire de Sécurité, visent à éviter d'atteindre les conditions d'utilisation du dispositif U5.

L'opportunité a été saisie d'ajouter à ce dispositif de décompression un système de filtration de certains produits de fission, en premier lieu pour protéger les populations des aérosols ayant une période radioactive longue comme le Césium 137 dont la période est d'environ 30 ans. L'efficacité de ce système de filtration (préfiltre et filtre à sable) est donnée ci-après.

Le système comprend principalement :

- un préfiltre métallique intérieur BR,
- 2 vannes d'isolement enceinte manuelles installées à l'extérieur de l'enceinte (une protection biologique en permet la manœuvre en AG),
- un diaphragme faisant chuter la pression de 5 bar absolu à 1,1 bar absolu avant entrée dans le filtre à sable,
- un filtre à lit de sable fonctionnant au voisinage de la pression atmosphérique,
- un conduit de rejet spécifique installé à l'intérieur de la cheminée de rejet des effluents gazeux,
- un dispositif KRT de mesure des rejets effectués par cette voie,
- un balayage d'air permanent en fonctionnement normal de la tranche assure la conservation du lit de sable (ventilateur, filtre THE et gaines de ventilation, vanne et clapet anti-retour pour isolement avec le circuit U5 de décompression en AG). Ce circuit comprend également une batterie de chauffage électrique permettant d'assurer le préchauffage du circuit avant ouverture et ainsi d'éviter tout risque lié à la présence d'hydrogène à l'ouverture (voir plus bas). Dans le cas général, les recombineurs auront eu le temps de diminuer suffisamment la concentration d'hydrogène avant mise en service d'U5.

En piégeant la plus grande partie (plus de 90 % en masse) des aérosols de produits de fission évacués hors de l'enceinte lors de l'éventage, le préfiltre permet de :

- faciliter l'accès au site en cas de mise en œuvre de la procédure U5 en réduisant fortement le rayonnement émis par le filtre à sable où est piégé le restant des aérosols. Ceci concerne tout particulièrement la part majoritaire de ce rayonnement due à « l'effet de ciel » car le filtre à sable est installé, à l'extérieur, sur le toit de bâtiments auxiliaires,
- réduire la puissance résiduelle à évacuer dans le filtre à sable (puissance générée par le stockage des produits de fission) : pas de nécessité de balayage d'air, avec le risque associé de relargage des produits stockés, pour cette fonction après fermeture du dispositif U5.

La définition précise des caractéristiques de filtration par le lit de sable et la caractérisation de ce sable ont fait l'objet d'importants programmes de R&D à petite et moyenne échelles (PITEAS) puis à échelle 1 (FUCHIA) effectués au CEA Cadarache.

La caractérisation du préfiltre a également fait l'objet d'un programme d'essai effectué au CEA Saclay et chez son constructeur à Portsmouth (Royaume Uni).

L'efficacité (en terme de Coefficient d'Épuration (CE)) minimale globale du dispositif est la suivante :

- CE minimal pour les aérosols (donc en particulier pour les rejets en césium) : 1000 répartie en :
 - 100 pour le filtre à sable,
 - 10 pour le préfiltre dans la quasi-totalité des situations considérées,
- CE minimal pour l'iode moléculaire (I_2) : 10 (le piégeage s'effectue par dépôt sur les parois internes des tuyauteries, le CE dépend donc de l'installation et varie, selon les tranches, de 10 à plus de 100).
- Pas d'efficacité pour l'iode organique (ICH_3).

e) Prise en compte du mode ϵ : rupture de l'enceinte par traversée du radier par le corium

La prise en compte de ce risque est réalisée par l'injection d'eau dans le puits de cuve via les systèmes RIS et EAS.

En cas de perte totale des alimentations électriques, la FARN apportera une motopompe thermique pour connecter la bêche PTR et le circuit RIS afin de réaliser un appoint en eau au circuit primaire et donc du puits de cuve après la rupture de la cuve.

De plus la prévention du percement du radier est étudiée dans le § 6.2.2.5.

f) Autres dispositions matérielles :

Certaines dispositions matérielles, non directement rattachables à la mitigation d'un mode particulier de défaillance identifié dans les paragraphes précédents ont été installées (ou programmées). Le but général est d'assurer la protection de la fonction confinement. En ce qui concerne Flamanville, la disposition matérielle entrant dans ce cadre est la suivante :

Fiabilisation de l'ouverture des soupapes SEBIM (prévue aux prochains réexamens de sûreté VD3-1300)

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 DCH).

Pour assurer cette fonction « dépressurisation du circuit primaire », la conception actuelle de la commande à distance des soupapes SEBIM du pressuriseur nécessite une alimentation électrique permanente de leur électro-aimant et ainsi la disponibilité de la source électrique et des câbles d'alimentation.

Pour en améliorer la robustesse, la solution retenue est le remplacement de la commande à distance monostable (électroaimant) par une commande bistable (accrochage magnétique sur la commande par électroaimant).

B. Rappel des dispositions de conduite AG

Une documentation support spécifique à la conduite dans ces situations est établie, à destination des équipes de conduite et des équipes de gestion de crise. Cette documentation déclinée sous la forme de guides opérationnels et de consignes de conduite permet la mise en œuvre des actions décrites ci-avant.

A la différence des procédures de conduite accidentelle, dont l'objectif est la sauvegarde du cœur, les priorités en situation d'accident grave sont principalement le maintien de l'intégrité de l'enceinte de confinement et la limitation des rejets dans l'environnement. La spécificité des phénomènes pouvant survenir en accident grave justifie de définir des dispositions particulières pour la gestion de ces situations, faisant l'objet de guides opératoires et de procédures de conduite dédiées.

Principes de conduite en situation AG

Les critères d'entrée en AG sont une température maximum en sortie cœur supérieure à 1100°C, ou un débit de dose dans l'enceinte de confinement supérieur à un seuil fonction du temps. L'application de la conduite AG est requise lorsque l'un de ces critères est atteint et que la décision d'entrée dans le domaine de gestion des AG a été validée (en état d'arrêt avec primaire suffisamment ouvert, les mesures TRIC peuvent être inutilisables ; dans ce cas l'entrée en AG se base uniquement sur le critère de débit de dose élevé dans l'enceinte).

Les préconisations de conduite en situation d'accident grave résultent de choix effectués sur la base des connaissances intégrant l'état de l'art international sur les phénomènes du domaine accident grave. L'objet de la conduite AG est de proposer des préconisations faisant consensus dans le but d'éviter les débats d'expert en temps réel et de permettre la réalisation des actions appropriées en temps utiles. Ces préconisations sont basées sur le principe de limitation des rejets dans l'environnement en situation d'accident grave.

Les conditions d'ambiance dégradées caractérisant les situations d'accident grave sont telles que les matériels habituellement utilisés en Conduite Incidentelle/Accidentelle (CIA) peuvent se trouver hors de leur domaine de qualification. Il est donc exclu de retourner dans le domaine CIA après avoir atteint les critères d'entrée en AG afin d'éviter d'utiliser des équipements potentiellement détériorés ou défectueux. La conduite AG comporte deux phases d'intervention :

- Une phase dite "immédiate" qui correspond à la réalisation d'actions par l'équipe de conduite dès l'entrée en AG, par application directe des préconisations figurant dans les documents opératoires, et ce quelle que soit la configuration AG rencontrée,
- Une phase dite "différée" qui correspond à des actions proposées par l'équipe de crise nationale (ETC-N). (Voir annexe « organisation de crise EDF »).

Ces deux phases d'intervention et les actions correspondantes ont vocation à couvrir les premières heures de l'accident grave, jusqu'à une éventuelle ouverture du dispositif U5 après 24 heures. Au-delà, le temps disponible est jugé suffisant pour permettre l'élaboration de stratégies en temps réel adaptées aux spécificités de la situation.

La conduite en AG inclut également un certain nombre de restrictions (avec les justifications correspondantes) concernant des actions à ne pas entreprendre, car pouvant être contradictoires avec les objectifs prioritaires de maintien du confinement et de limitation des rejets en situation AG.

Dispositions de conduite en situation AG

Il est à noter que la priorité donnée au confinement dès l'entrée en AG ne signifie pas que les stratégies visant à renoyer et maintenir le cœur en cuve soient abandonnées. Celles-ci sont à mettre en œuvre tant qu'elles n'induisent pas un risque particulier pour le confinement. En effet, le maintien du cœur en cuve permet d'éviter la percée de la cuve et à fortiori du radier et participe ainsi au maintien de l'intégrité du confinement.

Compte tenu de ces priorités, les objectifs de la conduite en accident grave et les principales actions correspondantes sont décrits ci-après.

Confinement des produits de fission au sein de la 3^{ème} barrière de confinement :

La confirmation de l'isolement des traversées de l'enceinte est demandée dès l'entrée en AG au titre des actions immédiates. En complément, des actions de surveillance de l'activité sont menées, afin de détecter toute activité anormale hors de l'enceinte de confinement et d'éventuels défauts du confinement. Le cas échéant, des actions de restauration du confinement sont mises en œuvre.

Disposition de conduite U2 :

Elle a pour but de surveiller et de restaurer, si besoin, le confinement de l'enceinte (3^{ème} barrière) après un accident ayant conduit à une dégradation du combustible (1^{ère} barrière) et/ou du circuit primaire (2^{ème} barrière).

Les actions identifiées dans cette disposition ont pour objectif de permettre, après détection d'une activité anormale, l'isolement des zones concernées, la réinjection éventuellement dans l'enceinte des effluents fortement radioactifs, la restauration des fonctions de confinement et ainsi la limitation des rejets radioactifs dans l'environnement en conservant l'intégrité de la 3^{ème} barrière.

Elle s'applique dans les états RRA non connecté, et RRA connecté avec circuit primaire fermé. Elle fait partie de la Conduite Incidentelle/Accidentelle (CIA) et est applicable en situation AG.

Gestion du TAM :

En situation d'arrêt du réacteur pour réaliser des opérations de maintenance, le confinement peut être occasionnellement rompu notamment par ouverture du Tampon d'Accès des Matériels (TAM). L'ouverture du TAM n'est autorisée que durant le temps strictement limité au transfert des matériels nécessaires, dans des configurations pour lesquelles le risque d'accident avec défaillance de la fonction refroidissement du cœur est minimisé : primaire entrouvert ou primaire suffisamment ouvert avec niveau d'eau primaire supérieur au niveau bas de la plage de travail au plan de joint de cuve. En cas de situation accidentelle initiée dans les états avec circuit primaire ouvert, les procédures de conduite incidentelle/accidentelle (CIA) demandent la refermeture de l'enceinte si celle-ci est refermable (TAM fermé).

Si l'enceinte n'est pas refermable (TAM ouvert), la CIA demande la refermeture du sas personnel et la fermeture de la porte biologique afin de limiter les rejets vers l'extérieur. En cas de dégradation de la situation en accident grave, il est demandé de confirmer la fermeture de la porte biologique si la commande de fermeture est accessible compte tenu des conditions d'ambiance dégradées. Il s'agit de confirmer une action réalisée avant l'entrée en AG.

Compte tenu du temps très limité d'existence de ces situations TAM ouvert sur la durée d'exploitation d'une tranche nucléaire, le cumul d'une situation hypothétique conduisant à une entrée en accident grave avec impossibilité de fermeture de l'enceinte n'est pas considéré comme plausible.

Prévention des conséquences d'une hypothétique fusion en pression (prévention des risques d'échauffement direct de l'enceinte et de rupture induite de tube des générateurs de vapeur) :

Pour éviter les situations de rupture de la cuve en pression et d'échauffement direct de l'enceinte, ou en atténuer les effets, la conduite AG demande de dépressuriser le primaire par ouverture des lignes de décharge du pressuriseur (LDP) dès l'entrée en AG, et d'utiliser les GV disponibles en refroidissement maximum dès l'entrée en AG. En complément, en cas d'échec de l'ouverture des 3 LDP, et si l'exutoire primaire est inférieur à 3 pouces, des restrictions sont prévues concernant la remise en service tardive d'un appoint d'eau au circuit primaire, afin d'éviter une repressurisation du circuit primaire peu avant la rupture de la cuve qui pourrait conduire à une rupture de la cuve en pression.

L'action de dépressurisation du circuit primaire demandée au plus tôt après l'entrée en AG par ouverture des LDP et le refroidissement maximum par les GV disponibles permettent de réduire le risque de Rupture de Tubes de Générateurs de Vapeur induite. En complément, les GV sont remplis d'eau côté secondaire, si possible, et l'arrêt des pompes primaires permet de limiter l'arrivée de vapeur surchauffée du cœur dans les tubes GV.

Mitigation du risque hydrogène :

Vis-à-vis du risque de perte du confinement par combustion d'hydrogène, en complément de l'installation des recombineurs, des restrictions sont adoptées concernant d'une part la remise en service d'un appoint au primaire après l'entrée en AG, afin d'éviter une surproduction importante d'hydrogène en cuve, et d'autre part la remise en service de l'aspersion de l'enceinte, afin d'éviter de rendre inflammable l'atmosphère de l'enceinte qui a pu être inertée par la vapeur. Ces restrictions sont limitées dans le temps, l'action de recombinaison de l'hydrogène dans l'enceinte par les Recombineurs Autocatalytiques Passifs (RAP) permettant de réduire la concentration d'hydrogène.

Prévention du risque de percée du radier et mitigation de ses conséquences :

En premier lieu, la restauration d'un appoint en cuve ou la dépressurisation du primaire demandée à l'entrée en accident grave permettant aux appoints basse pression de débiter dans le circuit primaire contribuent, à renoyer le cœur et, s'ils interviennent à temps, à arrêter la fusion de celui-ci et éviter la percée de la cuve.

Le renoyage 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, moyennant les restrictions liées au respect de la fonction confinement prioritaire en situation AG.

Maîtrise de la pression dans l'enceinte de confinement :

Pour limiter la montée en pression de l'enceinte de confinement en situation AG, un dispositif de décompression et filtration de l'enceinte a été mis en place. Une procédure spécifique (procédure U5) est dédiée à la mise en service de ce dispositif. Il faut néanmoins noter que l'objectif de la conduite en AG est de confiner aussi longtemps que possible les produits de fission à l'intérieur de l'enceinte de confinement et qu'en application de ce principe il est préconisé de retarder au maximum l'ouverture du dispositif U5 de décompression et filtration si son ouverture est nécessaire. En tout état de cause, elle ne peut avoir lieu dans les 24 heures après l'entrée en accident grave.

Ce dispositif d'éventage-filtration permet d'éviter la ruine de l'enceinte et de se protéger contre les rejets d'aérosols qui induiraient une contamination de longue durée de l'environnement.

L'ouverture du dispositif U5 est précédée d'une phase de préchauffage du circuit dans le but d'éviter une combustion d'hydrogène dans le circuit U5 qui pourrait être consécutive à la condensation de la vapeur rendant inflammable le mélange gazeux véhiculé.

L'ouverture du dispositif U5, est basée sur une mesure de la pression dans l'enceinte, et est décidée, en concertation avec les différentes équipes de crise, lorsque celle-ci est comprise entre 5 bar et 6 bar.

6.2.2 MESURES DE GESTION DES ACCIDENTS GRAVES ET ELEMENTS DE CONCEPTION DE L'INSTALLATION PERMETTANT DE PROTEGER L'INTEGRITE DU CONFINEMENT APRES L'ENDOMMAGEMENT DU COMBUSTIBLE.

6.2.2.1 Gestion des risques hydrogène (dans et hors enceinte de confinement) (BR, EEE, Bâtiments Périphériques)

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 sûreté à la suite d'une combustion de l'hydrogène. L'hydrogène peut être produit au cours de différentes phases lors 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 matériaux de structure présents dans la cuve,
- hors cuve, lors de l'interaction corium/béton du fait de l'oxydation des métaux présents dans le bain de corium ou dans le béton du radier.

L'hydrogène ainsi produit est relâché dans l'enceinte (par la brèche sur le circuit primaire, par le réservoir de décharge du pressuriseur, par le bain de corium) où il est ensuite transporté par les mouvements de convection. Des calculs de simulation numérique ont été réalisés et ont permis de répartir les recombineurs dans l'enceinte de manière adéquate.

6.2.2.1.1 Dispositions de conception, d'exploitation et d'organisation

En ce qui concerne le bâtiment réacteur, ainsi qu'il a été indiqué au § 6.2.1.2.2, des RAP (Recombineurs Autocatalytiques Passifs) ont été installés sur l'ensemble du parc en exploitation afin de diminuer la concentration d'hydrogène dans le BR en cas d'accident grave. Cette installation est effective depuis fin 2007.

Des dispositions de conduite associées, également présentées au § 6.2.1.2.2, sont d'application sur les sites.

6.2.2.1.2 Risques d'effets falaise

Enceinte de confinement

L'effet falaise potentiel associé à la présence d'hydrogène dans l'enceinte 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.

Il convient de noter que la probabilité d'occurrence de tels phénomènes est extrêmement faible compte tenu, en particulier, des caractéristiques géométriques de l'enceinte. Cette dernière est d'une géométrie relativement « ouverte » ce qui favorise le brassage de l'hydrogène et limite donc le risque de formation de nuage à forte concentration d'hydrogène.

De toute façon, la mise en place des RAP, en diminuant la quantité d'hydrogène présente dans l'enceinte à un instant donné, réduit la probabilité et les conséquences de tels phénomènes.

Hors enceinte de confinement

De l'hydrogène produit dans le BR peut migrer dans:

- L'espace entre-enceintes (EEE) au travers de la porosité du béton de la paroi interne de l'enceinte,
- Les autres bâtiments auxiliaires au travers des fuites des traversées enceintes et des circuits qui y sont connectés.

Le risque hydrogène lié à l'ouverture du système U5 est traité dans le § 6.2.2.2.2.

Espace entre-enceintes (EEE)

Les premières analyses effectuées tendent à montrer, au moins qualitativement, que :

- en cas de situation accidentelle limitée à une dégradation en cuve (pas de percement cuve), l'oxygène initialement présent dans l'enceinte permet la recombinaison de la totalité de l'hydrogène susceptible d'être produit et, compte tenu du taux de fuite de la paroi interne, une combustion généralisée de l'hydrogène dans l'EEE apparaît improbable. Seules pourraient intervenir, de manière transitoire, des combustions localisées lors de relâchements d'hydrogène à forte cinétique.
- en cas de séquence accidentelle avec percée de la cuve et ICB, il arrivera un instant, lors de l'ICB, où les RAP ne pourront plus fonctionner faute d'oxygène disponible pour la recombinaison. L'hydrogène va alors pouvoir s'accumuler dans l'enceinte de confinement (inertée car sans oxygène) et une plus grande quantité d'hydrogène est susceptible de migrer dans l'EEE au travers de la paroi interne de l'enceinte.

Cette dernière situation va être approfondie afin d'écarter le risque ou d'engager des études pour mieux le caractériser.

Bâtiments auxiliaires

Du fait des fuites de l'enceinte du BR vers les bâtiments périphériques, une augmentation de la concentration d'hydrogène et du risque H₂ dans ces locaux est possible en accident grave. Une étude a cependant montré que compte tenu du faible débit de fuite du BR vers ces locaux et de leur volume important, la concentration moyenne d'hydrogène dans ces locaux reste très inférieure au seuil d'inflammabilité ce qui exclut tout risque lié à une combustion globale de l'hydrogène.

6.2.2.1.3 *Adéquation des mesures de gestion existantes et dispositions complémentaires possibles*

En conclusion des paragraphes précédents, on considère que les risques hydrogène dans l'enceinte sont écartés compte tenu des dispositions prises (RAP). Toutefois les études de R&D se poursuivent pour approfondir la connaissance de ces phénomènes.

En ce qui concerne l'EEE, l'analyse de risque se poursuit.

6.2.2.2 Prévention des surpressions dans l'enceinte de confinement

6.2.2.2.1 *Dispositions de conception, d'exploitation et d'organisation*

a) Conception et exploitation

Outre le risque lié à une combustion hydrogène analysé au chapitre précédent, les principaux risques de perte de confinement par pressurisation de l'enceinte sont :

- le risque de fusion en pression,
- le risque d'explosion vapeur,
- le risque de pressurisation lente de l'enceinte.

Fusion en pression :

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.

Des études du comportement mécanique du circuit primaire en accident grave menées par EDF montrent que la rupture de la cuve intervient bien après l'occurrence d'une rupture induite sur la boucle primaire ou la ligne d'expansion du pressuriseur, ce qui rend improbable la rupture de la cuve en pression.

En cas de rupture de la cuve à haute pression, l'éjection de corium du circuit primaire pourrait conduire à une surpression dans le puits de cuve et à des efforts importants sur le circuit primaire, avec risque d'entraînement de projectiles énergétiques susceptibles d'agresser l'enceinte de confinement, de déplacements des structures du BR ou d'un phénomène d'échauffement direct de l'enceinte (DCH).

L'examen de ce risque a fait l'objet d'une étude du comportement des traversées d'enceinte en cas de DCH pour le palier CPY, qui montre que les déplacements de la boucle primaire sont limités par les points d'ancrage ou les butées entre l'équipement ou la boucle primaire et les traversées d'enceinte par lesquelles ces circuits pénètrent dans le BR.

La prévention des séquences de fusion en pression repose sur l'ouverture volontaire des tandems de soupapes 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 dès la perte de l'alimentation des générateurs de vapeur par les TPS ASG.

A l'entrée en accident grave, la conduite « accident grave » demande la confirmation de cette ouverture.

Nota : une modification de fiabilisation de l'ouverture des soupapes SEBIM est prévue en VD3-1300 (cf. du § 6.2.1.2.2 f)).

Explosion vapeur :

Ce mode de perte d'intégrité de l'enceinte intervient à la suite d'une interaction violente entre le corium se relocalisant et l'eau présente en fond de cuve ou au fond du puits de cuve :

- Explosion vapeur en cuve

Le processus de perte du confinement par mode α (explosion vapeur en cuve) est le suivant :

- une explosion vapeur se produit lors de la relocalisation du corium en fond de cuve,
- lors de la phase d'expansion de l'explosion, un bouchon d'eau et de débris surmontant la zone d'interaction, est propulsé à grande vitesse vers le haut de la cuve,
- l'impact du bouchon sur le couvercle conduit à sa rupture et à la génération d'un missile (couvercle + bouchon) qui pourrait perforer l'enceinte de confinement.

Des études menées au niveau international et basées sur des résultats d'essais et de simulations montrent que ce mode de dégradation du confinement est très peu plausible.

Les méthodes probabilistes d'évaluation, développées afin de tenir compte des incertitudes qui demeurent, concluent à une très faible probabilité d'occurrence du mode alpha. Ceci conduit donc à considérer, en accord avec le consensus existant entre la majorité des experts internationaux, que ce mode de ruine de l'enceinte fait partie du risque résiduel.

- Explosion vapeur hors cuve

Une explosion vapeur peut également se produire dans le puits de cuve, suite à la rupture de la cuve, dans le cas où le puits de cuve serait initialement rempli d'eau.

Cette explosion est susceptible de déformer le puits de cuve. Les planchers connectés pourraient alors agresser la paroi de l'enceinte.

En l'état actuel des connaissances, le chargement d'explosion vapeur de référence retenu est considéré comme raisonnablement enveloppe.

Des calculs de mécanique 2D et 3D ont été effectués pour évaluer les déplacements des planchers suite à une explosion vapeur. Ils concluent que le risque d'agression du confinement par une éventuelle explosion vapeur est écarté.

Compte tenu du caractère jugé résiduel des risques dus aux explosions vapeur (en cuve ou dans le puits de cuve), il n'y a pas lieu de développer de moyens de mitigation, ni de prendre de précaution particulière quant aux réinjections éventuelles, pour y faire face.

Pressurisation lente de l'enceinte :

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.

Le délai dont on dispose avant perte du confinement par dépassement des caractéristiques mécaniques de l'enceinte de confinement, varie de un à plusieurs jours suivant les hypothèses. Le processus 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 les dispositions U5 qui visent à se doter d'un moyen de limiter la pression à une valeur un peu supérieure à la pression de dimensionnement des enceintes de confinement par un dispositif de décompression et de filtration associé. Cette procédure privilégie un rejet filtré au travers d'un dispositif éventuellement refermable pour éviter un rejet non filtré via une fuite de l'enceinte vraisemblablement non isolable.

La dépressurisation du bâtiment réacteur se fait par l'ouverture de deux vannes manuelles. Pour écarter tout risque de combustion hydrogène dans le dispositif, qui pourrait être induit par une condensation de la vapeur dans la tuyauterie un système de préchauffage (conditionnement de la ligne d'éventage) est prévu.

En cas de retour des alimentations électriques, le système EAS d'aspersion enceinte peut permettre, sous réserve de ses conditions de mise en service, de diminuer la pression dans l'enceinte.

b) Organisation

Référentiel actuel

Le risque de surpression de l'enceinte de confinement est pris en compte dans le guide de gestion des accidents graves. La demande d'ouverture du filtre U5 est prédéterminée au-delà de 24 heures après l'entrée en AG (délai le plus court en fonction du scénario de l'accident).

Cette conduite à tenir est mise en œuvre après décision concertée EDF-ASN et après consultation des appuis techniques des équipes de crise (IRSN, EDF) en tenant compte des actions à réaliser en local et donc du risque induit sur les intervenants (direction du vent et donc du panache radioactif...). Cet avis est soumis au PCD1 du site qui prend la décision de réalisation de cette action.

6.2.2.2.2 Risques d'effets falaise

Robustesse de la conduite AG en cas d'inondation :

Il n'y a pas de risque d'inondation vis-à-vis de l'opérabilité du dispositif U5.

Robustesse de la conduite AG en cas de séisme :

Le séisme n'étant pas considéré à la conception et lors des réexamens de sûreté successifs comme l'initiateur plausible d'un AG, compte-tenu de toutes les mesures de dimensionnement prises sur les structures, systèmes et composants classés de sûreté (voir chapitre 2) ; les éléments du dispositif U5 hormis la traversée enceinte et les vannes d'isolement ne sont donc pas classés sismiques. Toutefois, il est à noter que le pré-filtre métallique et la tuyauterie à l'intérieur de l'enceinte sont robustes au séisme.

Fusion en pression :

La ligne de décharge du pressuriseur est située dans le bâtiment réacteur et est protégée des agressions.

Par conception des soupapes pressuriseur actuelles, l'ouverture et le maintien en position ouverte de la soupape sont assurés par l'excitation d'un électroaimant. Sa commande nécessite des sources électriques (2 soupapes sont alimentées en voie A et une en voie B par des tableaux électriques et des batteries). En situation de perte totale des sources électriques, l'excitation est assurée par des batteries.

Il existe un effet falaise en cas d'impossibilité de maintenir ouvertes ces soupapes, soit par épuisement des batteries, soit suite à l'irradiation des câbles au niveau de leurs traversées électriques de l'enceinte.

Explosion Vapeur :

Il n'y a pas de risque d'effet falaise.

Pressurisation lente de l'enceinte :

Lors de l'ouverture du dispositif U5 à 5 bar absolus, la combustion de l'hydrogène dans l'enceinte est impossible, du fait de l'importante fraction molaire en vapeur d'eau et, éventuellement, d'incondensables (CO₂) si une interaction corium béton a eu lieu ou est en cours. Durant ce transitoire de dépressurisation, la condensation de la vapeur d'eau sur les structures initialement froides pourrait, si la concentration en hydrogène était suffisante, conduire à l'obtention d'un mélange combustible dans le filtre. Même si une telle combustion n'est pas certaine (il n'existe pas de source d'allumage explicite), il a été installé un système de préchauffage avant ouverture du dispositif U5 afin d'éviter cette situation.

En situation de perte totale des alimentations électriques (H3), le risque de combustion hydrogène à l'ouverture d'U5 paraît peu plausible, malgré l'absence de préchauffage. En effet, dans ces 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. Compte tenu de ce délai d'ouverture du dispositif U5, la concentration en hydrogène et donc le risque de combustion auront fortement diminué.

En régime thermique établi, le risque de condensation et de combustion à l'intérieur du dispositif est écarté grâce aux dispositions de conception retenues :

- l'orifice de détente (5bar-> 1,1 bar) placé très en amont assure une importante marge à la condensation,
- le dispositif (hors conduit interne cheminée) est entièrement calorifugé.

6.2.2.2.3 Adéquation des mesures de gestion existantes et dispositions complémentaires possibles

Robustesse de la conduite AG en cas de séisme :

EDF décide de lancer une analyse complémentaire afin d'évaluer la tenue fonctionnelle du dispositif U5 au séisme.

Fusion en pression :

A titre de robustesse contre l'effet falaise éventuel mentionné plus haut, il a été décidé de remplacer l'électro-aimant actuel par un électro-aimant à maintien magnétique au collage. L'ouverture de la soupape est obtenue par excitation de l'électro-aimant; le maintien en position au collage est obtenu par un aimant permanent : la refermeture de la soupape ne peut être obtenue qu'en appliquant un courant réduit de polarité inverse.

La modification vise aussi, en situation de perte totale des sources électriques et batteries épuisées à commander directement les électro-aimants des soupapes depuis les locaux de relayage, à partir d'un nouveau Moyen Mobile de Sûreté autonome. La conduite est ainsi simplifiée et l'on s'affranchit de tout problème d'autonomie des batteries et de tenue à l'irradiation de l'alimentation électrique des électro-aimants des soupapes.

La modification relative aux électro-aimants est prévue aux prochaines VD3 1300.

Explosion Vapeur :

Sans objet

Pressurisation lente de l'enclaustrage : conditionnement de la ligne d'éventage

Quel que soit le scénario d'accident grave, il n'y a pas lieu d'ouvrir les vannes d'isolement de la ligne U5 dans les 24 heures qui suivent l'entrée en accident grave. Les délais les plus courts correspondent à des scénarios où le corium est rapidement renvoyé induisant de ce fait une forte production de vapeur dans le bâtiment réacteur. Ces scénarios correspondent à des cas où une source électrique est disponible et donc à des situations où le conditionnement de la ligne d'éventage peut être réalisé (pré-chauffage).

Dans les cas de perte totale des sources électriques, le délai entre la production d'hydrogène en cœur et l'ouverture d'U5 est de plusieurs jours, ce qui permet de diminuer très fortement, grâce aux recombineurs, la concentration en hydrogène avant l'ouverture de U5. Le risque de combustion hydrogène à l'ouverture d'U5 n'est donc pas plausible.

6.2.2.3 Prévention du risque de re-criticité

Lors d'un hypothétique accident de fusion partielle ou complète du cœur, la modification de la géométrie des assemblages combustible ou du corium, la présence

et la disposition des barres de contrôle et des absorbants neutroniques, la présence ou non d'eau et sa concentration en bore, la fragmentation et la porosité du corium, etc., sont autant d'éléments qui peuvent influencer la reprise de la réaction nucléaire, et contribuer ainsi à une aggravation de l'accident : on parle alors de retour en criticité.

6.2.2.3.1 Dispositions de conception, d'exploitation et d'organisation

a) Conception et exploitation

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 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, suite à 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.

Des études de réactivité ont été réalisées pour le parc nucléaire français. Elles analysent 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. 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 :

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.

Corium dans le puits de cuve :

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, le souci de maintenir un certain niveau de conservatisme des études de réactivité conduit à ne pas retenir l'injection d'eau claire sans réserve. Celles-ci sont compatibles avec l'injection d'un débit réduit d'eau claire

(de l'ordre du débit nécessaire à évacuer la puissance résiduelle) qui conduit, suite à la vidange de la bêche PTR, à une dilution limitée de l'eau présente dans l'enceinte.

Dans ces conditions, l'injection d'eau borée en faible quantité n'est nécessaire qu'à long terme (voir § 6.2.2.4.1).

b) Organisation

Référentiel actuel

Le risque de re-criticité est pris en compte dans le guide de gestion des accidents graves, dans la gestion des appoints au circuit primaire : l'utilisation d'appoint en eau non borée est interdite tant que la cuve n'est pas percée. Les appoints en eau claire ne peuvent être mis en œuvre que lorsqu'un diagnostic fiable de percée de la cuve a été établi.

Cette conduite à tenir est mise en œuvre après décision concertée EDF-ASN après consultation des appuis techniques des équipes de crise (IRSN, EDF) en tenant compte des actions à réaliser en local et donc du risque induit sur les intervenants. Cet avis est soumis au PCD1 du site qui prend la décision de réalisation de cette action.

6.2.2.3.2 Risques d'effets falaise

La conduite préconisant l'injection d'eau borée à la concentration minimale de la bêche PTR permet d'éviter l'effet falaise de retour en criticité.

6.2.2.3.3 Adéquation des mesures de gestion existantes et dispositions complémentaires possibles

La conduite préconisée dans les documents applicables permet d'éviter le risque de re-criticité.

6.2.2.4 Prévention du percement du radier : Maintien du corium en cuve

A la suite de l'entrée en AG, les objectifs de conduite sont la préservation de l'intégrité de l'enceinte de confinement et la limitation des rejets dans l'environnement. Afin de répondre au mieux à ces objectifs, la première stratégie est le confinement du corium en cuve (voir §6.2.2.4). Dans le cas de la percée de la cuve, la stratégie maintien du corium dans le puits de cuve sera visée (voir §6.2.2.5).

6.2.2.4.1 Dispositions de conception, d'exploitation et d'organisation

a) Conception et exploitation

Le maintien du corium en cuve permet d'éviter la phase hors cuve d'interaction corium-béton et à ce titre participe 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 conditions d'injection d'eau en cuve doivent respecter les préconisations de conduite en situation d'accident grave (guide

de gestion des accidents graves) vis-à-vis des risques potentiels de perte du confinement par phénomène dynamique (risques de combustion d'hydrogène et de DCH).

Les possibilités de maintien du corium en cuve sont envisagées 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.

En pratique, après l'entrée en AG, la restauration d'un moyen d'injection d'eau en cuve peut permettre, en renoyant le cœur, de refroidir le combustible, et ainsi de stabiliser la situation. 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 en cuve si elle est restaurée avant ablation significative de la paroi de la cuve par "focusing effect" (effet de concentration du flux de chaleur dans la couche métallique du bain en fond de cuve).

Il est précisé que le noyage du puits de cuve résulte en l'état actuel des tranches 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.

Noyage du corium en cuve par injection directe depuis la bêche PTR

Le recours à une stratégie d'injection d'eau borée en cuve par un appoint ligné en aspiration directe sur la bêche PTR, cette dernière étant si possible réalimentée, peut permettre de renoyer puis de maintenir le cœur noyé tout en retardant l'instant de passage en recirculation. Ce délai peut être mis à profit pour restaurer si nécessaire la fonction recirculation. De plus, l'injection directe permet de diluer l'eau des puisards du bâtiment réacteur et ainsi de réduire les termes sources débris et irradiation afin de réduire le chargement des équipements en vue d'un fonctionnement ultérieur en recirculation.

Afin de gérer au mieux les stocks d'eau borée disponibles sur le site, une fois le cœur renoyé, l'appoint au circuit primaire est à faire préférentiellement à un débit proche par valeur supérieure du débit requis pour l'évacuation de la puissance résiduelle par échauffement et vaporisation de l'eau injectée (à noter que cela conduit à une pressurisation lente de l'enceinte si les GV sont indisponibles, pouvant à terme nécessiter l'ouverture du dispositif U5). La charge et la ligne de charge permettent de réaliser un appoint dont le débit peut être maîtrisé à condition que la boucle primaire dans laquelle injecte la charge ne soit pas rompue.

Dans le cas où la ligne de charge serait indisponible, il est possible d'injecter via la ligne d'injection aux joints des GMPP (compte tenu du débit limité cette dernière solution n'est toutefois envisageable qu'après plusieurs jours).

Le RIS peut également être utilisé s'il est disponible, mais cela conduit à une vidange plus rapide de la bêche PTR.

Il est de plus possible d'avoir recours aux lignages proposés dans le volet appoints ultimes du guide d'action des équipes de crise. Les moyens d'injection autorisés en situation d'accident grave sont ceux utilisant des lignes protégées du circuit primaire par au moins 2 clapets anti-retour. En particulier, il est exclu de désisoler les traversées de l'enceinte soumises aux ordres d'isollements enceinte durant la première journée suivant l'entrée en accident grave. En pratique, les lignages possibles sont les suivants :

- Lignes RIS branche froide ou branche chaude,
- Ligne de charge,
- Lignes d'injection aux joints des GMPP,

Réalimentation de la bache PTR

Dès l'entrée en accident grave, la réalimentation de la bache PTR en eau borée est engagée, si elle n'est pas déjà en cours, au titre des actions immédiates du guide de gestion des accidents graves. Les différents moyens de réalimentation en eau borée sont identifiés dans une des fiches du guide d'action des équipes de crise. Ces moyens sont principalement constitués des volumes d'eau borée potentiellement disponibles dans :

- la quantité d'eau utilisable de la piscine de stockage du combustible dans le BK (ce qui induit toutefois une diminution de l'inertie thermique de la piscine BK),
- le compartiment de transfert de la piscine BK,
- le compartiment de chargement de la piscine BK,
- les bâches REA-eau et REA-bore,
- les bâches de stockage intermédiaires TEP.

La réalimentation de la bache PTR permet de prolonger la phase d'injection directe si un appoint a pu être restauré, ou éventuellement de repasser en injection directe en cas de fonctionnement dégradé des systèmes RIS/EAS en recirculation.

Le volume d'eau maximum actuellement autorisé dans le bâtiment réacteur en situation d'accident grave est l'équivalent de 2 bâches PTR. Les éléments disponibles montrent qu'il serait possible d'augmenter le volume admissible dans le bâtiment réacteur.

Utilisation de la fonction recirculation

Compte tenu des réserves disponibles en eau borée sur le site, et du niveau d'eau maximum admissible dans le bâtiment réacteur, la stratégie d'injection directe n'est pas une solution pérenne et le recours à la fonction recirculation est à envisager à l'issue de la phase d'injection directe. L'autonomie de la phase d'injection directe depuis la bache PTR peut être mise à profit pour restaurer la fonction recirculation.

Les systèmes RIS et EAS, s'ils sont disponibles, sont utiles pour la gestion à long terme de la situation. En effet, le RIS permet de renoyer et de maintenir le corium noyé en cuve (ou hors cuve à travers la cuve percée), et l'EAS permet d'extraire la puissance résiduelle hors de l'enceinte. Le fonctionnement de l'EAS permet également d'injecter de l'eau dans le puits de cuve ce qui permet le refroidissement externe de la cuve et

favorise ainsi le maintien du corium en cuve, ou, à défaut, permet le refroidissement du corium hors cuve.

Il est préconisé de n'utiliser qu'une seule file RIS/EAS à la fois, afin de préserver la seconde file tant que la première est opérationnelle.

b) Organisation

Référentiel actuel

Le maintien du corium en cuve est pris en compte dans le guide de gestion des accidents graves à travers la gestion des appoints au primaire.

Cette conduite à tenir est mise en œuvre après décision concertée EDF-ASN après consultation des appuis techniques des équipes de crise (IRSN, EDF) en tenant compte des actions à réaliser en local et donc du risque induit sur les intervenants (direction du vent et donc du panache radioactif....). Cet avis est soumis au PCD1 du site qui prend la décision de réalisation de cette action.

6.2.2.4.2 Risques d'effets falaise

Les stratégies de maintien du corium en cuve reposent sur :

- la mise en œuvre d'un appoint d'eau borée au circuit primaire, compatible avec les restrictions du guide de gestion des accidents graves concernant la restauration des appoints en situation AG vis-à-vis des risques d'occurrence de phénomènes dynamiques (combustion d'hydrogène ou rupture de la cuve en pression) et dans un délai suffisamment court pour permettre le refroidissement du cœur en cuve. Cette stratégie n'est toutefois pas pérenne (réserves d'eau borée disponibles, niveau d'eau maximum admissible dans le bâtiment réacteur) et a pour objectif principal de permettre la restauration de la fonction recirculation,
- l'utilisation de la fonction recirculation à terme pour maintenir durablement le cœur noyé.

Les effets falaises susceptibles de compromettre le maintien du corium en cuve sont identifiés ci-après :

- Perte totale des alimentations électriques à long terme :

En cas d'impossibilité à long terme de remettre à disposition une alimentation électrique permettant de faire fonctionner une pompe d'injection d'eau dans le primaire, le maintien du corium en cuve ne peut être garanti. L'autonomie des tranches avant l'entrée en AG en situation de perte totale des alimentations électriques est fournie dans le chapitre 6.2.1.1.2. La parade est la restauration d'un appoint en cuve, par un moyen diversifié (motopompe thermique par exemple).

- Non restauration de la fonction recirculation après épuisement des réserves d'eau borée disponibles ou atteinte du niveau d'eau maximum admissible dans le bâtiment réacteur :

La phase d'injection directe n'est pas pérenne et la fonction recirculation doit être restaurée, pour permettre le maintien du cœur en cuve, avant épuisement des réserves d'eau borée disponibles ou bien avant atteinte du niveau d'eau maximum admissible dans le bâtiment réacteur. Ce délai est de plusieurs jours. Une réduction du débit d'injection, tout en restant supérieur de 10% à la valeur de l'évacuation de la puissance résiduelle, ainsi qu'une réalimentation en eau borée au-delà d'une bêche PTR, permettraient d'allonger ces délais.

6.2.2.4.3 Adéquation des mesures de gestion existantes et dispositions complémentaires possibles

Les moyens d'injection au primaire énumérés dans les paragraphes précédents, seront secourus par un Diesel d'Ultime Secours (DUS) (voir § 6.2.3.1).

6.2.2.5 Prévention du percement du radier : Maintien 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, en partie ou dans son intégralité. Il interagit alors avec le béton et érode ainsi progressivement le radier, ce qui peut conduire à la perte du confinement. La présence d'eau dans le puits de cuve (préalable ou postérieure à la rupture cuve) peut permettre d'éviter la perte de confinement par percée totale du radier.

6.2.2.5.1 Dispositions de conception d'exploitation et d'organisation

Il est nécessaire de restaurer un appoint en eau rapidement après entrée en accident grave, pour ralentir et éviter le risque de percée du radier. La stratégie actuellement mise en place en exploitation consiste donc à injecter de l'eau :

- Par apport d'eau postérieur à la rupture cuve, par un appoint au primaire via la brèche en fond de cuve, conformément à la conduite en AG. Par ailleurs lorsque le puits de cuve est initialement sec ou faiblement noyé, l'absence de risque d'explosion-vapeur fait l'objet d'un consensus international. Les conclusions positives du programme MCCI-OCDE 2 confortent cette stratégie de renoyage hors cuve. Ce programme scientifique international qui associe de nombreux acteurs hors EDF (dont l'IRSN), dédié à la capacité à refroidir le mélange corium-béton, a permis de montrer qu'un bain de corium peut être stabilisé par une injection d'eau, par le haut, et ce même avec un béton siliceux, réputé moins favorable. Par ailleurs, les essais réalisés dans le cadre de ce programme permettent de montrer qu'en configuration réacteur, la croûte solide formée au dessus du corium ne pourra rester intègre et ancrée sur les parois verticales du puits de cuve (une croûte intègre et ancrée isolerait le corium de l'eau). Les dispositifs existants d'injection d'eau en cuve, même s'ils sont mis en service trop tardivement pour éviter une relocalisation du corium en fond de cuve et une éventuelle percée de celle-ci, seraient donc susceptibles d'arrêter l'ablation du radier après une première phase d'ICB (Interaction Corium Béton).
- 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, grâce aux deux principaux phénomènes suivants :

- La rétention d'une partie de l'inventaire de corium dans le fond de cuve, fonction du refroidissement externe de la cuve par l'eau présente dans le puits de cuve, limite la quantité de corium participant à l'ICB ;
- La fragmentation du corium qui s'écoule dans le puits de cuve au contact avec l'eau, et le refroidissement par l'eau d'une fraction importante des débris formés, limite là encore la masse de corium non refroidissable contribuant à l'ICB.

On note également que le noyage du puits de cuve augmente significativement la probabilité d'éviter la rupture de la cuve si un appoint est également disponible en cuve. En effet, le noyage du puits de cuve :

- rend efficace des appoints à petit débit, comme les appoints prévus dans les guides utilisés par les équipes de crise, pour éviter la rupture de la cuve, même si leur débit n'est pas suffisant pour évacuer toute la puissance résiduelle ;
- augmente le temps disponible pour mettre en service l'appoint.

La stratégie est de laisser l'eau d'aspersion du bâtiment réacteur (système EAS) noyer le puits de cuve si ce système est disponible, compte tenu du gain potentiellement important sur le risque de percée du radier, prévalant sur le risque lié à une éventuelle explosion de vapeur dans le puits de cuve considéré comme maîtrisé (cf. § 6.2.2.2.1).

6.2.2.5.2 Risques d'effets falaise

En l'absence de tout moyen de maîtrise de l'accident, l'effet falaise de percée du radier interviendrait. Néanmoins les apports en eau disponibles pourraient arrêter l'interaction corium/béton (cf. programme international MCCI-OCDE). C'est pourquoi l'injection d'eau reste la stratégie préconisée.

6.2.2.5.3 Adéquation des mesures de gestion existantes et dispositions complémentaires possibles

La stratégie de mitigation actuelle, visant à injecter de l'eau avant ou après la percée de la cuve, permet 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 par renoyage précoce par le haut.

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. **Le recours à une motopompe thermique permettant l'injection de l'eau de la bache PTR dans le circuit primaire est donc envisagé. Ce moyen sera intégré dans les moyens de la FARN (voir annexe « FARN »).** Le renoyage du corium serait effectif dès la percée de la cuve, et pourrait permettre d'éviter la percée du radier (cf. essais CCI-6).

6.2.2.6 Mitigation du percement du radier : parades voie eau

La prévention des accidents comportant une fusion partielle ou totale du cœur du réacteur (accidents graves) et la limitation de leurs conséquences éventuelles, constituent des éléments essentiels de la sûreté.

Concernant le risque de pollution des eaux souterraines à la suite d'un accident grave, EDF recherche et met en œuvre des dispositions de prévention permettant de réduire la probabilité de ce type d'accident.

Les études probabilistes (EPS) actuelles démontrent qu'un tel risque présente une fréquence d'occurrence très faible. Les modifications envisagées pour les futurs réexamens de sûreté et dans la présente Evaluation Complémentaire de Sûreté, renforçant la capacité et la fiabilité des systèmes de sauvegarde, rendront encore moins plausible la possibilité d'un d'accident grave, qui plus est conduisant à la percée du radier.

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 suite au Groupe Permanent d'Experts de juin 2009, et aux demandes correspondantes 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 correspondantes par rapport au planning initialement demandé par l'ASN suite au GP de 2009. Un programme complet d'études de faisabilité reposant sur des mesures in situ sera proposé.

6.2.3 POINTS PARTICULIERS

6.2.3.1 Besoin en alimentation de courant électrique alternatif et continu des équipements utilisés pour la préservation de l'intégrité du confinement

Un nombre limité de matériel est nécessaire pour maîtriser directement la préservation de l'intégrité du confinement en « accident grave ». Ce sont :

- les vannes d'isolement enceinte,
- la mesure de pression enceinte gamme large,
- la ventilation filtration EDE.

L'ensemble de ces matériels sera secourus par le Diesel d'Ultime Secours décrit au §5.1.2.1.4.2. En attendant la mise en œuvre de cette modification, un secours électrique sera installé par la FARN (groupe électrogène mobile) (voir annexe FARN) sauf pour les vannes d'isolement enceinte (ITS).

Vannes d'isolement enceinte :

Afin d'assurer le confinement en situation d'accident grave, il importe de fermer au moins un organe d'isolement enceinte pour chaque traversée susceptible de véhiculer du fluide contaminé.

Les vannes d'isolement enceinte sont pour la plupart des vannes motorisées électriques. Elles restent donc en position en cas de manque de tension. Toutefois pour toutes les lignes entrantes dans le BR, l'isolement est assuré par un clapet. Il n'y a donc qu'un nombre limité de vannes à fermer.

Une ITS (Instruction Temporaire de Sûreté) pour demander la fermeture manuelle de ces vannes avant entrée en AG sera proposée par EDF.

Par ailleurs, pour les scénarios de perte totale des alimentations électriques secourues, suivi d'une perte de l'ASG après vidange de la bêche, les délais dont dispose l'opérateur sont supérieurs à un jour. Ce délai est suffisant pour permettre la fermeture en local des vannes.

Mesure de la pression enceinte :

La gestion de la pression enceinte est réalisée par la surveillance de la mesure de pression enceinte gamme large et l'ouverture du dispositif U5 quand la pression dans le bâtiment réacteur dépasse un seuil.

Dans les situations de perte totale de sources électriques, la mesure de pression enceinte est perdue.

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 (voir annexe « FARN »).

Ventilation filtration EDE et des bâtiments périphériques :

En cas d'accident grave, les produits de fission sont émis dans le circuit primaire puis sont rejetés dans l'enceinte qui assure leur confinement.

Les enceintes ont de faibles taux de fuite. Ces fuites sont collectées par des systèmes de ventilation filtration des bâtiments périphériques et le système de mise en dépression de l'espace entre enceinte EDE.

Ces systèmes de ventilation filtration sont indisponibles en situation de perte totale des alimentations électriques.

Le système de ventilation filtration EDE sera secouru par la FARN (cf. § annexe « FARN »), ce qui traite l'essentiel des fuites (> 90%).

6.2.3.2 Adéquation et disponibilité de l'instrumentation

Instrumentation permettant la détection d'une situation d'accident grave

En situation de perte totale des alimentations électriques (situation H3), l'instrumentation de détection de l'entrée en situation d'accident grave n'est plus disponible en salle de commande. L'application des procédures accidentelles conduit dans ce cas à mesurer en local les signaux basse tension issus des thermocouples RIC ébulliomètre.

Dans les situations avec primaire suffisamment ouvert et mesures TRIC déconnectées, du fait de la non disponibilité de la mesure de débit de dose dans l'enceinte en situation de perte des alimentations électriques, l'entrée en AG se ferait sur la base d'une analyse de la situation par l'équipe de crise.

Il est à noter que l'ajout envisagé d'un Diesel d'Ultime Secours (DUS) permettra de secourir électriquement l'instrumentation de détection de l'entrée en situation d'accident grave.

Vis-à-vis de la robustesse de cette instrumentation :

- séisme : les mesures TRIC et le débit de dose enceinte sont dimensionnés au séisme,
- inondation : les mesures TRIC et le débit de dose enceinte ne sont pas exposés au risque d'inondation, y compris les armoires permettant la récupération en local des informations RIC ébulliomètre.

Instrumentation permettant la mise en œuvre de la conduite en situation d'accident grave

La conduite en situation d'accident grave est décrite au § 6.2.1.2.2. Les préconisations de conduite en situation AG se présentent pour chacun des systèmes sous forme d'actions immédiates d'une part et d'actions différées d'autre part, selon la disponibilité ou non des différents systèmes dans la situation rencontrée. Seule l'ouverture du dispositif U5, installé spécifiquement pour la gestion des situations d'accident grave, se base sur une instrumentation installée spécifiquement : la mesure de pression enceinte en gamme élargie. Cette instrumentation est implantée à l'extérieur du bâtiment réacteur et est de ce fait protégée de l'irradiation d'ambiance régnant dans le bâtiment réacteur.

En situation de perte totale des alimentations électriques, cette instrumentation serait indisponible. Il est à noter que l'ouverture du dispositif U5 ne peut avoir lieu qu'au-delà de 24 heures suivant l'entrée en accident grave, ce qui laisse du temps pour restaurer cette mesure par des moyens d'urgence interne ou externe au site. A défaut, il est également possible de se baser sur des abaques de cinétique de la pressurisation de l'enceinte pour les différents paliers, tenant compte notamment de la présence d'eau ou non sur le corium.

L'ajout envisagé d'un Diesel d'Ultime Secours (DUS) permettra de secourir électriquement l'instrumentation permettant la mise en œuvre de la conduite en accident grave.

Vis-à-vis de la robustesse de cette instrumentation :

- séisme : cette instrumentation est classée au séisme.
- inondation : cette instrumentation ne présente pas de risque d'indisponibilité en situation d'inondation, celle-ci étant implantée sur une traversée de l'enceinte (ETY) située à une altimétrie égale à +18m.

Par ailleurs, en situation d'accident grave, si la fonction recirculation a pu être restaurée, permettant le maintien du corium noyé, une fuite ne peut être exclue hors du bâtiment réacteur sur les circuits de refroidissement véhiculant de l'eau fortement

contaminée (circuits RIS/EAS). Les procédures de conduite actuelles prévoient la surveillance de l'apparition d'une telle fuite et la réinjection des effluents dans le bâtiment réacteur après la première journée en AG (cette réinjection nécessitant le désisolement d'une traversée de l'enceinte). A partir du prochain réexamen de sûreté VD3 1300, cette surveillance sera fiabilisée au moyen d'un capteur de niveau du puisard de collecte de fuite dimensionné aux termes sources débris et irradiation en situation d'accident grave. De même, la pompe de réinjection sera remplacée pour garantir son fonctionnement à long terme en conditions AG.

Instrumentation complémentaire dédiée à la gestion des AG prévue lors du prochain réexamen de sûreté VD3 1300

L'installation d'une instrumentation complémentaire dédiée à la gestion des situations d'accident grave est prévue à l'occasion de la VD3 1300. Cette instrumentation complémentaire concerne :

- l'instrumentation de deux recombineurs d'hydrogène avec un thermocouple permettant de détecter une élévation de la température des plaques des recombineurs caractéristique de l'activité de recombinaison, et donc de la présence d'hydrogène dans le bâtiment réacteur,
- l'installation d'un thermocouple dans le puits de cuve destiné à détecter l'arrivée du corium, caractérisant une situation d'accident grave avec rupture de la cuve.

Ces informations seront retransmises en salle de commande et sont considérées comme des éléments facilitant la gestion de la situation par l'équipe de crise.

6.2.3.3 Disponibilité et habitabilité de la salle de commande

En situation accidentelle, la salle de commande doit assurer la protection du personnel présent (équipe de quart) vis-à-vis des rejets susceptibles d'être relâchés dans cette situation.

Afin de permettre au personnel de conduite d'assurer sa fonction de contrôle et de maintien en état sûr de la tranche, la salle de Commande et les matériels nécessaires à son fonctionnement sont protégés vis-à-vis :

- du séisme majoré de sécurité (SMS),
- des projectiles,
- des effets de la rupture de tuyauteries,
- des explosions internes,
- des incendies,
- des inondations,
- des risques liés à l'environnement industriel, aux voies de communication, aux explosions externes aux bâtiments, aux projectiles externes, aux agressions climatiques.

La salle de commande dispose d'un éclairage normal et de secours et d'installations sûres de télécommunications internes à la centrale et reliées à l'extérieur.

La salle de commande et ses locaux annexes sont conditionnés par un circuit de filtration et de climatisation d'air (DVC) dont la fonction est d'assurer le renouvellement d'air et la filtration de polluants externes. Les installations de ventilation filtration sont dimensionnées pour que, même en cas d'accident de perte de réfrigérant primaire, les doses reçues par le personnel en salle de commande restent faibles.

Lors d'une éventuelle contamination extérieure, le circuit d'arrivée d'air extérieur non filtré utilisé en fonctionnement normal de la tranche est coupé automatiquement, et le circuit de secours comprenant des filtres très haute efficacité et des pièges à iodes est mis en service automatiquement. La protection du personnel est donc assurée grâce aux différents moyens de filtration dont les efficacités vis-à-vis des différentes espèces de produits de fission sont les suivantes : une efficacité des filtres très haute efficacité de 1000 pour les aérosols et l'iode particulaire, une efficacité des pièges à iode de 1000 pour l'iode moléculaire et de 100 pour l'iode organique.

Concernant les conditions de fonctionnement de dimensionnement, la protection adéquate du personnel fait l'objet d'une démonstration dans les Rapports de Sécurité via l'évaluation des conséquences radiologiques en salle de commande lors d'un accident de perte de réfrigérant primaire de catégorie 4 (accidents hautement improbables) considéré comme enveloppe des accidents de dimensionnement.

Concernant les accidents graves, la situation considérée 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 le début de l'accident.

Ce système U5 constitue un dispositif ultime de sauvegarde de l'enceinte pour lequel tout est fait afin d'éviter son utilisation. Toutes les mesures prises, y compris celles ajoutées au titre de la présente Evaluation Complémentaire de Sécurité, visent à éviter d'atteindre les conditions d'utilisation du dispositif U5.

L'opportunité a été saisie d'ajouter à ce dispositif de décompression un système de filtration de certains produits de fission, en premier lieu pour protéger les populations des aérosols ayant une période radioactive longue comme le Césium 137 dont la période est d'environ 30 ans. Ce système est décrit au §6.2.1.2.2.

L'habitabilité de la salle de commande est examinée avant comme après ouverture du système U5. Les études préliminaires actuelles conduisent à éviter une présence permanente en salle de commande dans la période qui suit l'ouverture du système U5.

Il est à noter que les estimations réalisées sont basées sur des hypothèses pénalisantes. Par ailleurs, aucune mesure de protection des travailleurs (prise de comprimé d'iode, port de protection particulière) n'est supposée dans ces évaluations. Enfin, l'injection de soude permettant le maintien en condition basique des puisards du Bâtiment Réacteur n'est pas pris en compte et les ventilations filtrations EDE et DVC sont supposées hors service, ce qui conduit à un rejet en iode très pénalisé.

En conséquence, suite à l'accident survenu sur le site de FUKUSHIMA au Japon, parmi les mesures possibles de limitation des conséquences radiologiques, **EDF étudie la faisabilité 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 des ventilations filtrations de la salle de commande, circuit DVC, et de l'Espace Entre Enceinte, circuit EDE, par le Diesel d'Ultime de Secours (DUS). En attendant la mise en œuvre de cette modification, la FARN mettra en œuvre sur la tranche accidentée des moyens permettant le secours électrique de ces équipements.

6.2.3.4 Réduction de conséquences radiologiques de l'accident

EDF a mis en place d'importants moyens de prévention qui permettent de réduire la probabilité d'occurrence de ces situations, 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 (utilisation des nombreux moyens de prévention), les rejets dans l'environnement sont limités. Ils proviennent des fuites potentielles de l'enceinte de confinement.

Par ailleurs, le système 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 particulier les conséquences sur la pollution des sols durant la phase transitoire après le rejet restent limitées et le déplacement éventuel des populations après la phase d'urgence maîtrisé. 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. Dans le cadre de l'amélioration continue de la sûreté, **EDF étudie les modifications nécessaires pour garantir systématiquement un pH basique des puisards sur les tranches 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 les populations en situation d'accident grave.**

6.2.3.5 Robustesse de la conduite AG en cas de cumul inondation et situation H3

L'analyse de robustesse du site aux inondations (voir chapitre 3) ne montre pas de nécessité de mesures supplémentaires vis-à-vis des matériels utilisables en situation d'accident grave.

6.3 POUR LES PISCINES D'ENTREPOSAGE DU COMBUSTIBLE DU BATIMENT COMBUSTIBLE (BK)

Comme indiqué au chapitre 0, la situation redoutée à prévenir pour les piscines d'entreposage du combustible usé est le découverture des assemblages combustible entreposés dans la piscine suite à la perte totale du refroidissement de la piscine. Un tel découverture ne garantirait en effet plus les deux fonctions assurées par l'eau de la piscine, à savoir la protection radiologique contre les rayonnements des assemblages usés et leur refroidissement.

Les chapitres 2, 3, 4 et 5 précédents ont présenté l'analyse de la robustesse des piscines BK vis-à-vis de cet événement redouté à prévenir. Ils ont en particulier listé les parades éventuelles supplémentaires propres à rendre très robuste le non-découvrement des assemblages combustible en piscine BK, y-compris dans les situations de cumul très hypothétiques dont l'étude est requise par le cahier des charges de l'ASN à titre déterministe sans considération de leur plausibilité.

Ces analyses ont montré que l'autonomie du CNPE permet dans toutes les situations de garantir un niveau supérieur au sommet des assemblages combustible dans des délais compatibles avec des éventuelles dispositions externes qui seraient mises en place.

Cependant, encore au-delà de ces analyses de robustesse ci-dessus et pour répondre complètement au cahier des charges de l'ASN, le présent paragraphe traite de façon déterministe les situations consécutives à la perte de la fonction de refroidissement de l'eau de la piscine, en fonction de la baisse de niveau. Mesures de gestion des conséquences de la perte totale de la fonction de refroidissement de l'eau de la piscine

6.3.1.1 Avant et après la perte d'une protection appropriée contre les radiations

La perte totale de refroidissement s'accompagne d'une montée en température de l'eau de la piscine jusqu'à 100°C, suivie d'une phase d'évaporation. L'évaporation provoque une baisse du niveau d'eau. Ce paragraphe traite de la baisse de niveau depuis le niveau initial jusqu'à la perte d'une protection appropriée contre les radiations.

6.3.1.1.1 Dispositions de conception

Pendant toute cette phase de perte de refroidissement, le combustible se trouve sous eau : la présence d'eau autour du combustible permet de maintenir une température des gaines combustible suffisamment basse pour éviter leur dégradation et garantir ainsi le confinement des substances radioactives (produits de fission et actinides) à l'intérieur des crayons combustible.

Le rayonnement du combustible est susceptible de générer des débits de dose pouvant affecter le personnel intervenant à proximité de la piscine d'entreposage. La protection contre ce rayonnement est assurée par l'eau de la piscine et par les voiles en béton du bâtiment.

Dans le hall BK, une hauteur d'eau de 1,5 m environ (jugement d'ingénieur) au-dessus des assemblages combustible assure une protection contre les rayonnements, compatible avec une intervention humaine. Cependant pour ce niveau d'eau, compte tenu de la propagation de la vapeur, l'accessibilité au hall BK se fait dans des conditions d'ambiance dégradées (température, vapeur).

Dans les locaux adjacents au hall BK en revanche, quel que soit le niveau d'eau dans la piscine supérieur au niveau des assemblages combustible, les épaisseurs des voiles béton sont suffisantes pour maintenir des débits d'équivalent de dose compatibles avec des interventions humaines dans les locaux adjacents et l'accès au poste d'appoint en eau à la piscine d'entreposage du combustible.

A l'extérieur du bâtiment, le rayonnement des assemblages induit des débits de dose par effet de ciel croissants avec la baisse du niveau d'eau. **EDF étudie ce phénomène (qui correspond à un phénomène de diffusion du rayonnement gamma par l'atmosphère).**

Les premières estimations faites par EDF donnent des valeurs de débits de dose de l'ordre de 1 mSv/h à une distance de 20 m du bâtiment combustible, à une hauteur du sol de 1 m et pour une hauteur d'eau d'environ 50 cm au-dessus des assemblages combustible pour une puissance résiduelle en piscine maximale correspondant à un état Arrêt Pour Rechargement (APR) / Réacteur Cœur Déchargé (RCD). Le débit de dose serait inférieur à 1 mSv/h pour une puissance en piscine correspondant aux états de tranche hors APR / RCD (situations de loin les plus fréquentes) pour une même hauteur d'eau.

6.3.1.1.2 Dispositions d'exploitation et d'organisation

L'appoint en eau à la piscine d'entreposage à partir des réserves du site ou de moyens externes qui pourraient être mis en place en toutes situations, permet de garantir une hauteur d'eau au-dessus des assemblages combustible largement supérieure à 50 cm (comme indiqué au paragraphe 5.2).

Des alarmes retransmises en salle de commande signalent les éventuels dysfonctionnements des équipements. Ces dispositions permettent de détecter la perte de refroidissement de la piscine d'entreposage du combustible. Ainsi en cas de perte partielle intrinsèque du système de refroidissement de la piscine des actions pourront être engagées pour éviter sa perte totale.

Procédures et actions de conduite :

Le diagnostic d'une perte de refroidissement est réalisé à partir des informations disponibles en salle de commande et en local. Une procédure spécifique est alors appliquée immédiatement pour les états :

- Réacteur Complètement Déchargé (RCD), quel que soit l'initiateur de la perte totale de refroidissement.
- Arrêt Pour Rechargement (APR), lorsque l'initiateur est la perte intrinsèque du système de refroidissement de la piscine.

Cette procédure vise à restaurer la fonction refroidissement et à initier les mesures conservatives pour maintenir les assemblages combustible sous eau, préparer les circuits et les matériels qui seront nécessaires pour gérer l'incident et garantir l'accessibilité aux locaux adjacents au hall de la piscine, susceptibles de passer en atmosphère vapeur.

Lorsque l'initiateur de la perte de la réfrigération de la piscine d'entreposage du combustible est une perte totale des alimentations électriques ou bien une perte de la source froide, ce sont les procédures d'Approche Par Etat (APE) qui s'appliquent. Toutefois la procédure dédiée à la conduite de la perte de réfrigération de la piscine d'entreposage du combustible sera appliquée à la demande de l'astreinte Direction du CNPE, après le grèvement du Plan d'Urgence Interne (PUI) Sûreté Radiologique. L'enchaînement des principales actions de conduite est le suivant :

- Lorsque la température de l'eau de la piscine BK atteint 50°C, une organisation spécifique est mise en place sur le site avec l'appui du niveau national (cf. annexe « Organisation Nationale de Crise EDF »).
- Dès l'atteinte de cette température, il est demandé l'ouverture d'une porte donnant vers l'extérieur (exutoire) pour permettre l'évacuation de la vapeur et empêcher la montée en pression du local.
- L'ouverture de cet exutoire s'accompagne de l'installation d'une sonde, placée à proximité de l'exutoire, qui permet d'évaluer les rejets. Une première estimation a été faite par EDF de la dose qui serait rejetée dans l'atmosphère dans cette situation d'évaporation permanente en piscine sans découverture du combustible à partir du cas enveloppe de puissance résiduelle du palier N4. Cette estimation donne une valeur de dose efficace totale intégrée sur 7 jours de moins de 150 μSv à 500 m du bâtiment combustible et de moins d'une dizaine de μSv à 2 km.
- Ces doses sont bien inférieures aux niveaux d'intervention du code de la santé publique.
- Il est également demandé de fermer les registres du circuit de ventilation du hall du bâtiment combustible afin de limiter la propagation de la vapeur d'eau qui se dégage de la piscine. Cette action vise à garantir l'accès aux locaux adjacents où des actions sont prévues, notamment pour la mise en œuvre de l'appoint manuel à la piscine d'entreposage du combustible.
- Ensuite, lorsque la température de l'eau de la piscine de désactivation atteint 100°C, elle s'évapore, ce qui conduit à une baisse de niveau de la piscine. L'objectif est de maintenir les assemblages combustible sous eau par l'intermédiaire d'appoints réguliers à la piscine BK. Les actions d'appoints à la piscine se font au poste de vannage situé dans un local indépendant du hall de la piscine. Aucune intervention nécessaire à l'appoint en eau n'est requise depuis le hall de la piscine après le lignage de l'appoint et l'ouverture de l'exutoire.

Par ailleurs, il est à noter que le grément du Plan d'Urgence Interne (PUI) Sûreté Radiologique est demandé systématiquement en cas de perte totale des alimentations électriques ou bien en cas de perte de la source froide. Pour une perte intrinsèque du système de refroidissement de la piscine, ce PUI est gréé sur un critère de température en piscine (80°C).

Autres dispositions organisationnelles :

L'équipe de conduite est formée à l'application des procédures pour gérer cette situation.

Le poste de vannage permet de choisir la source d'appoint selon le circuit retenu (SED ou JPD). Il est situé dans un local déporté vis-à-vis du hall de la piscine et disposant d'une liaison téléphonique avec la salle de commande.

L'intervention est réalisée à partir d'une fiche de manœuvre qui permet à l'intervenant de fiabiliser le lignage par auto-contrôle et cochage des actions sur le support papier.

6.3.1.1.3 Risques d'effets falaise

Aucun effet falaise n'est identifié dans la mesure où toutes les actions nécessaires à la gestion de la situation dans le hall BK sont prévues et peuvent être réalisées préalablement, les délais étant suffisants.

En effet, le niveau conduisant à la perte d'une protection contre les radiations dans le hall BK correspond à une hauteur d'eau d'environ 1,5 mètre au-dessus du sommet des assemblages combustible (avis d'ingénieur).

Ce niveau, qui serait atteint quelques heures avant les délais de découverture des assemblages combustibles affiché au paragraphe 5.2, ne surviendrait donc pas, dans le cas le plus pénalisant de la situation de perte totale des alimentations électriques externes et internes actuelles (H3), avant un délai approchant les deux jours.

6.3.1.1.4 Adéquation des mesures de gestion existantes et dispositions complémentaires possibles

Les mesures de gestion existantes et dispositions complémentaires possibles décrites au paragraphe 5.2. restent applicables et sont réalisées au préalable.

6.3.1.2 Avant et après le découverture du sommet du combustible en piscine

La présence d'un niveau d'eau au-dessus du sommet des râteliers de stockage du combustible usé permet de garantir les trois fonctions de sûreté essentielles (évacuation de la puissance résiduelle, maîtrise de la réactivité et confinement) et ceci même pour une piscine à une température de 100°C.

Le maintien de cette condition nécessite de restaurer un moyen d'injection d'eau à la piscine pour compenser a minima la perte de l'inventaire d'eau par évaporation.

En pratique, les délais de restauration d'un appoint permettant de stabiliser le niveau d'eau dans la piscine au-dessus des râteliers de stockage du combustible sont affichés au paragraphe 5.2 en fonction des différentes situations de perte de refroidissement de la piscine BK.

Le dénoyage du sommet des râteliers de stockage ne signifie pas pour autant la perte immédiate des fonctions de sûreté mentionnées ci-dessus. En effet, tant que la partie active du combustible restera noyée ou faiblement découverte, il n'y aura pas d'endommagement du combustible, le gainage des crayons combustible conservera son intégrité et assurera le confinement des produits de fission. Cette protection assurée par le gainage donne un délai supplémentaire pour la restauration d'un appoint d'eau qui est la disposition essentielle de mitigation de l'accident.

De plus, après un hypothétique dénoyage des râteliers de stockage du combustible usé, la poursuite de la baisse de l'inventaire en eau de la piscine ne conduirait pas à un endommagement du combustible à court terme. La distance de l'ordre de 0,5 m entre le sommet des râteliers de stockage et le sommet de la partie active des assemblages combustible (comportant de la matière fissile) en est l'une des raisons. Aucun endommagement du combustible ne pourrait intervenir avant dénoyage de la partie active.

Les délais cités au paragraphe 5.2 sont compatibles avec les actions qui seront mises en place pour restituer un appoint en piscine, garantissant ainsi le non découvrément du combustible.

6.3.2 POINTS PARTICULIERS

6.3.2.1 Adéquation et disponibilité de l'instrumentation

L'instrumentation existante permet de faire le diagnostic de perte de la fonction refroidissement de la piscine d'entreposage du combustible par la mesure de la température en piscine notamment et de gérer les appoints à partir des mesures de niveau.

Comme précisé au paragraphe 5.2.3.1.4, **EDF étudie les dispositions à prendre afin de rendre robuste en toutes situations (et sans découvrément du combustible), l'instrumentation en piscine (température et niveau) pour la gestion de l'appoint.**

6.3.2.2 Disponibilité et habitabilité de la salle de commande

En situation de perte de refroidissement de la piscine BK, entraînant une ébullition de la piscine sans dégradation des assemblages combustible, les rejets dans l'environnement 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 est donc bien garantie pour l'accident de perte de refroidissement de la piscine BK.

6.3.2.3 Accumulations possibles d'hydrogène

6.3.2.3.1 Production d'hydrogène par radiolyse de l'eau

La présence d'assemblages combustible dans la piscine BK peut conduire à la production d'hydrogène en fonctionnement normal par radiolyse de l'eau (cf. paragraphe 5.2.3.1.2).

Une analyse complémentaire est engagée pour évaluer un éventuel risque en l'absence de ventilation.

6.3.2.3.2 Production d'hydrogène par oxydation des gaines des assemblages combustible

Lors du phénomène physique d'oxydation des gaines, la réaction entre le zirconium des gaines et la vapeur d'eau produirait de l'hydrogène en quantité suffisamment importante pour dépasser le seuil d'inflammabilité.

Compte-tenu des moyens mis en œuvre pour éviter le découvrément des assemblages combustible, le risque de production d'hydrogène par oxydation des gaines de zirconium est écarté.

RECS du CNPE de FLAMANVILLE 1-2

Chapitre 7

CONDITIONS DE RECOURS AUX ENTREPRISES PRESTATAIRES

SOMMAIRE

CHAPITRE 7 CONDITIONS DE RECOURS AUX ENTREPRISES PRESTATAIRES	1
7.1 CONDITIONS DE RECOURS AUX ENTREPRISES PRESTATAIRES – VOLET NATIONAL	4
7.1.1 PREAMBULE	4
7.1.2 CHAMP DES ACTIVITES CONFIEES A DES ENTREPRISES PRESTATAIRES	6
7.1.2.1 Les critères.....	6
7.1.2.2 Les intervenants	7
7.1.3 MODALITES DE CHOIX DES PRESTATAIRES	9
7.1.3.1 Qualification des entreprises prestataires	9
7.1.3.2 Formations obligatoires à la sûreté nucléaire et à la radioprotection dispensées aux intervenants prestataires.....	12
7.1.3.3 Modalités d’appel à la sous-traitance	13
7.1.4 CONDITIONS D’INTERVENTION ET RADIOPROTECTION DES INTERVENANTS.....	20
7.1.4.1 La charte de progrès et de développement durable.....	20
7.1.4.2 Le projet « Mettre en Oeuvre une Politique Industrielle Attractive » (MOPIA). ...	21
7.1.4.3 Les conditions de vie et de travail	21
7.1.4.4 Surveillance médicale renforcée du personnel des entreprises prestataires intervenant sur les CNPE	26
7.1.4.5 Protection radiologique du personnel des entreprises prestataires.....	28
7.1.4.6 La sécurité du personnel des entreprises prestataires	32
7.1.4.7 Accueil des salariés étrangers en matière de radioprotection, de sécurité et de suivi médical	35
7.1.4.8 Actions à long terme en vue d’améliorer les compétences	35
7.1.5 SURVEILLANCE DES ACTIVITES SOUS-TRAITEES	37
7.1.5.1 Cadre de la surveillance.....	38
7.1.5.2 Organisation de la surveillance	38
7.1.5.3 Activités du Chargé de Surveillance	39
7.1.5.4 Programme de surveillance, actions de surveillance et rapport de surveillance...	40
7.1.5.5 Professionnalisation et compétences des acteurs	40
7.1.5.6 Cas des sous-traitants des entreprises prestataires.....	41
7.1.6 CONCLUSION	41
7.2 EVALUATION COMPLEMENTAIRE DE SURETE (ECS) VOLET « PRESTATAIRES » FLAMANVILLE 1-2	43
7.2.1 CHAMP DES ACTIVITES CONFIEES A DES ENTREPRISES PRESTATAIRES	43
7.2.1.1 Communication des entreprises avec le CNPE.....	44
7.2.1.2 Appel au tissu local.....	45
7.2.1.3 Maîtrise globale du processus politique industrielle et relations prestataires.....	46

7.2.2	MODALITES DE CHOIX DES PRESTATAIRES	46
7.2.2.1	Les contrôles réalisés lors de la réunion de levée de préalables à l'arrivée des intervenants.....	46
7.2.2.2	L'identification et l'accompagnement des primo-intervenants	47
7.2.2.3	Identification de la sous-traitance de rang 2 et plus	47
7.2.3	CONDITIONS D'INTERVENTION ET RADIOPROTECTION DES INTERVENANTS.....	48
7.2.3.1	Préparation des activités	48
7.2.3.2	Accueil et installation des entreprises prestataires	48
7.2.3.3	Associer les entreprises prestataires aux enjeux EDF	49
7.2.4	LA SURVEILLANCE DES ACTIVITES SOUS-TRAITEES.....	50
7.2.4.1	Organisation de la surveillance	50
7.2.4.2	Partage du Retour d'Expérience et Traitement des Ecartis	51

ANNEXE 1 : Cartographie des opérations sous-traitées

7.1 CONDITIONS DE RECOURS AUX ENTREPRISES PRESTATAIRES – VOLET NATIONAL

7.1.1 PREAMBULE

Afin de garantir en permanence la meilleure performance du parc nucléaire, tant sur le plan de la sûreté nucléaire que de la production, EDF est amené à sous-traiter certaines activités sur les CNPE (Centre Nucléaire de Production d'Electricité) à des entreprises dites entreprises prestataires¹.

Ces activités peuvent avoir pour donneurs d'ordre :

- la Division Production Nucléaire (DPN), en charge de l'exploitation et de la maintenance des centrales nucléaires du parc EDF,
- la Division Ingénierie Nucléaire (DIN), en charge des modifications des systèmes, ainsi que des changements de gros composants sur les centrales nucléaires du parc existant, de la construction des nouvelles centrales nucléaires, et de la déconstruction des centrales nucléaires déclassées.

D'autres entités d'EDF peuvent parfois faire intervenir des entreprises sous-traitantes sur les CNPE : la Division Appui Industriel à la Production (DAIP) et la Division Production Ingénierie Hydraulique (DPIH). Elles appliquent alors des dispositions similaires à celles de la DPN.

Les activités tertiaires, dont la plupart sont effectuées sous le pilotage de la Direction Immobilier Groupe (DIG), ne sont pas traitées dans la suite de ce document.

Les axes de la politique industrielle doivent tout d'abord être rappelés.

Agissant en tant qu'architecte ensemblier, EDF spécifie ses besoins, puis prend la responsabilité de la mise en œuvre de la réalisation.

Pour les activités qu'il sous-traite, EDF :

- s'appuie sur un tissu d'entreprises qualifiées qui garantit la pérennité et la fiabilité des compétences pour réaliser les opérations de construction, de modernisation, de maintenance et de déconstruction, dans les meilleures conditions de sûreté nucléaire, de sécurité, de radioprotection, de propreté radiologique, de respect de l'environnement, et de coûts,
- prend en compte, dans le choix de ces entreprises, leurs engagements dans le sens de l'accord sur la "sous-traitance socialement responsable" signé en novembre 2006 entre EDF et des Organisations Syndicales et leur adhésion à la Charte de progrès et de développement durable signée en janvier 2004 entre EDF et 13 Organisations Professionnelles représentatives des entreprises prestataires.

¹ Afin d'éviter toute ambiguïté sur la portée du terme "entreprise prestataire", il est ici précisé que :
- une entreprise prestataire est titulaire d'un marché avec EDF (c'est le 1^{er} niveau de sous-traitance)
- un sous-traitant est une personne physique ou morale qui s'est vue confier par l'entreprise prestataire une partie du marché conclu avec le maître de l'ouvrage [EDF].
- un intervenant prestataire, ou prestataire, désigne un salarié d'une entreprise dont le niveau de sous-traitance est quelconque (entreprise prestataire ou sous-traitant).

Les objectifs visés par la politique industrielle de l'exploitation du parc nucléaire sont ainsi les suivants :

- Disposer d'intervenants externes formés, compétents dans leurs métiers et fidélisés, et conserver, dans la durée de vie des centrales, les panels d'entreprises prestataires à des niveaux suffisants en moyens et compétences pour leur maintenance et leur modernisation.
- Disposer de fournisseurs compétents maîtrisant la conception des installations élémentaires notamment la chaudière nucléaire, le groupe turbo-alternateur, le contrôle commande, capables d'intervenir pour en modifier la conception (évolution du référentiel de conception), ou pour construire de nouveaux réacteurs.
- Limiter la dépendance technique et financière d'EDF vis-à-vis de ces entreprises prestataires.
- Accroître l'ensemble des performances tout en maîtrisant les coûts.
- Accompagner nos fournisseurs à l'international, pour augmenter leur volume d'activité dans le nucléaire, et promouvoir à l'étranger nos codes, normes, et méthodes de travail.

Ceci conduit à promouvoir des stratégies visant à :

- élargir le champ de responsabilité des fournisseurs et des entreprises prestataires, et développer des pratiques contractuelles motivantes pour les entreprises et leurs salariés,
- disposer de panels d'entreprises prestataires pour développer et maintenir la concurrence,
- assurer aux intervenants externes des conditions de vie et de travail attractives,
- confirmer EDF en tant qu'acteur économique et social.

La politique industrielle d'EDF est déclinée au travers de documents spécifiques qui précisent, pour chaque segment industriel, la stratégie vis-à-vis du tissu industriel en fonction des enjeux du segment en termes de sûreté nucléaire et de disponibilité des ouvrages.

7.1.2 CHAMP DES ACTIVITES CONFIEES A DES ENTREPRISES PRESTATAIRES

7.1.2.1 Les critères

S'agissant de la maintenance du parc nucléaire en exploitation, dont les modifications, EDF fait appel à la sous-traitance pour répondre aux besoins suivants :

- Le recours à des compétences pointues ou rares :

Les opérations de maintenance réalisées lors des arrêts de réacteurs font appel à des compétences rares dans des métiers tels que la chaudronnerie, la robinetterie, la réparation et l'expertise. Seuls des constructeurs et des entreprises spécialisées, qui travaillent aussi pour d'autres industriels, peuvent mobiliser ces compétences spécialisées, acquises et entretenues en permanence.

Ceci ne s'oppose pas cependant à ce qu'une part minoritaire de ces opérations puisse être dans certains cas réalisée par des équipes dédiées d'EDF. Garder une part de maîtrise d'œuvre permet en effet de garantir que les compétences permettant à EDF d'exercer sa responsabilité de maîtrise d'ouvrage (rédaction des cahiers des charges, définition et mise en œuvre des programmes de surveillance, notamment) sont bien entretenues et pérennisées.

EDF a fait historiquement ce choix pour des interventions spécialisées telles que la maintenance sur site des groupes moto-pompes primaires, le montage sur site des groupes diesel de secours, les épreuves hydrauliques du circuit primaire principal, la maintenance du groupe turbo-alternateur ou la maintenance des soupapes de sécurité des pressuriseurs.

Plus récemment, un risque de perte de maîtrise d'ouvrage a été identifié dans certains domaines sensibles tels que la maintenance sur site de la robinetterie ou les opérations de tuyauterie/soudage. EDF a donc décidé de réinternaliser une partie de ces activités : une force de 200 robinetiers est ainsi en cours de grèvement, et les études sont lancées pour étendre ces dispositions aux activités de tuyauterie/soudage.

- La forte saisonnalité des arrêts de tranches et donc le besoin d'absorber les pics de charge :

Les arrêts de réacteurs sont réalisés pour la plupart sur une période de 8 mois, entre mars et octobre, période pendant laquelle la demande en électricité est la moins forte. Cette saisonnalité demande, dans des délais courts, un apport très important de main d'œuvre qualifiée. Ainsi, une visite décennale nécessite l'intervention de plus de 1000 salariés dans les différents métiers. Seules des entreprises spécialisées peuvent mobiliser très rapidement les compétences nécessaires pour répondre à ce challenge, mais aussi leur proposer, en dehors de cette période de travail pour EDF, des missions dans d'autres entreprises.

- L'appel à une main d'œuvre spécialisée hors et en arrêt de tranche :

EDF ne sous-traite pas, en effet, à des « salariés prestataires », mais à des entreprises prestataires. Pour exercer leurs activités, investir dans la formation de leur personnel au bénéfice de la sûreté nucléaire tout en ayant une activité leur assurant un minimum de rentabilité, ces entreprises ont besoin de visibilité, de contrats longs, mais aussi d'une certaine forme de lissage de leur activité,

faute de quoi le personnel formé et professionnalisé pourrait être en sous-activité importante en dehors des arrêts de tranches.

Dans le même temps, dans un souci d'efficacité, EDF a besoin que ses propres personnels et les équipes de prestataires créent des liens et des méthodes de travail durant le fonctionnement normal des réacteurs afin d'être efficaces pendant les arrêts de tranche, au bénéfice de la qualité et de la sûreté nucléaire des installations.

Ces liens sont particulièrement importants lorsque les activités sont en interface forte avec le pilotage des arrêts de tranche, ce qui est notamment le cas pour les activités de logistique.

Les opérations de logistique en zone contrôlée, en effet, font appel à des entreprises spécialisées, présentes sur les sites, et dont les équipes sont renforcées pendant les périodes d'arrêt de tranche. Ces opérations consistent principalement à préparer la logistique des chantiers, avant, pendant et après que les autres corps de métier n'interviennent.

Elles comprennent des activités comme la décontamination, le montage et démontage d'échafaudages, la pose et la dépose de calorifuges, la manutention et le nettoyage.

Par ailleurs, en ce qui concerne les activités d'études, EDF fait appel à des entreprises d'ingénierie et aux constructeurs spécialisés pour la réalisation d'études détaillées. Ces études détaillées sont réalisées sur la base des études de principe et des spécifications effectuées par EDF, dans son rôle d'architecte-ensemblier de son parc de production nucléaire.

La sous-traitance par EDF répond donc avant tout à une politique industrielle visant à garantir en permanence la meilleure performance dans tous les domaines, tant sur le plan des compétences que sur celui de l'organisation

7.1.2.2 Les intervenants

Chaque année, quelque 20 000 salariés extérieurs sont régulièrement mobilisés par les entreprises prestataires pour réaliser les travaux qui sont confiés à celles-ci sur les sites nucléaires. Près de 5000 de ces salariés interviennent sur un seul site nucléaire, les autres intervenant à un niveau régional (sur une plaque régionale) ou national. 18 000 d'entre eux interviennent en zone contrôlée.

Ils travaillent aux côtés des 10 000 salariés d'EDF qui assurent la maintenance quotidienne des unités en fonctionnement, la préparation, le pilotage et la vérification de la bonne exécution des interventions durant les arrêts programmés pour maintenance.

Conformément à sa stratégie, EDF conserve la maîtrise technique et industrielle de ces opérations de maintenance, comme cela est le cas pour la construction et l'exploitation de l'ensemble du Parc Nucléaire actuel.

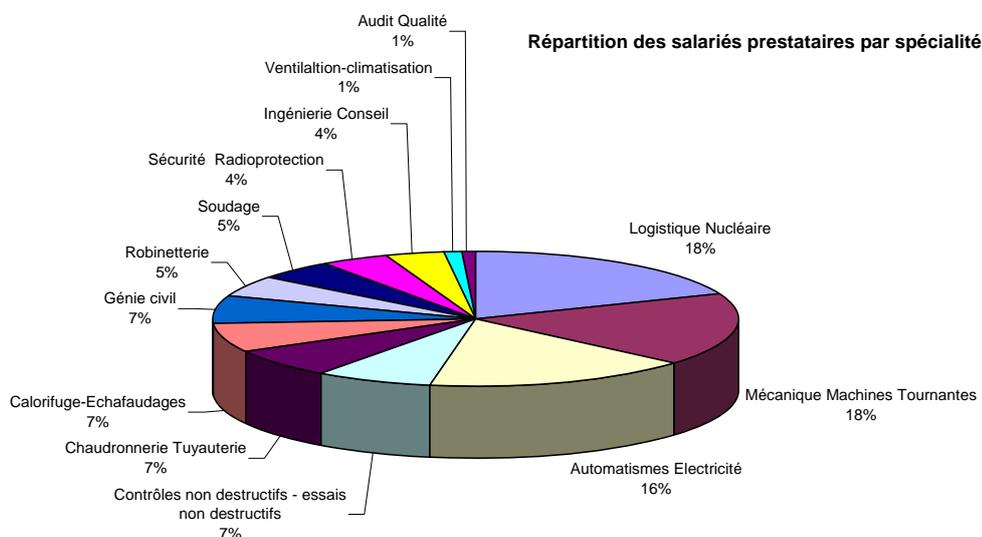
Les interventions sur site nucléaire sont des activités fortement réglementées soumises à des procédures strictes et à de nombreux contrôles internes et externes (surveillance des prestations, droit du travail, suivi et contrôles dosimétriques, suivi médical, ...). Cette réglementation donne un cadre à la réalisation des interventions confiées à des entreprises qui doivent justifier d'une qualification particulière obligatoire pour travailler sur le parc nucléaire d'EDF.

Les équipes d'EDF définissent les travaux à réaliser et vérifient leur bonne exécution tout au long des interventions en mettant en place une surveillance sur les chantiers. Le niveau de réalisation des interventions effectuées par les entreprises est examiné et évalué, ce qui conduit EDF à valider ou refuser la prestation.

Ainsi, les interventions sont évaluées au fil de l'eau, au travers de fiches d'évaluation de la prestation (FEP) relatant les constats issus du terrain, dans le cadre de programmes de surveillance prédéfinis.

Enfin, l'instance nationale de qualification des fournisseurs du nucléaire réalise une synthèse annuelle de ces évaluations, pour chaque prestataire qualifié.

La répartition des activités sous-traitées entre les différents corps de métier en 2010 est résumée sur le graphique ci-dessous.



Le nombre d'intervenants de nationalité étrangère varie entre 6 et 7% du nombre total des intervenants.

Une cartographie des opérations sous-traitées au niveau national figure en annexe 1.

7.1.3 MODALITES DE CHOIX DES PRESTATAIRES

7.1.3.1 Qualification des entreprises prestataires

Pour répondre aux exigences de l'Arrêté « Qualité » du 10 août 1984, EDF a fait le choix de mettre en place des systèmes de qualification pour les entreprises à qui elle confie par contrat des prestations sur les centrales du parc nucléaire.

Ces systèmes de qualification permettent de plus de répondre, dans certains cas, aux exigences du décret du 20 octobre 2005, qui transpose dans le droit français les exigences de la "Directive du Parlement européen et du Conseil n°2004/17 CE du 31 mars 2004 portant coordination des procédures de passation des marchés dans les secteurs de l'eau, de l'énergie, des transports et des services postaux" (ci-après « Directive Européenne 2004/17 »).

EDF a segmenté ces systèmes de qualification par grands domaines d'activités (exemples : maintenance de robinetterie, logistique industrielle) et demande aux entreprises candidates à un appel d'offres d'être qualifiées préalablement à leur intervention. Ne constituant ni un marché, ni un engagement de marché, la qualification d'une entreprise est prononcée pour un périmètre d'activités précis.

La qualification d'une entreprise est délivrée à la suite d'une évaluation fondée sur un examen d'aptitude. Ce dernier comprend, d'abord, l'analyse d'un « dossier d'examen d'aptitude » renseigné par le fournisseur et, ensuite, si cette analyse est satisfaisante, un audit de la société.

Cet examen d'aptitude porte sur :

- la capacité technique (capacité humaine, matérielle et organisationnelle de réalisation, maîtrise de sa propre sous-traitance),
- la capacité socio-économique (management, solidité financière, portefeuille des clients et activités) incluant, d'une part, l'adhésion à la charte de progrès et de développement durable et, d'autre part, le respect de l'Accord d'EDF sur la sous-traitance socialement responsable,
- le traitement de la sécurité, de la radioprotection et de l'environnement (culture de prévention des risques, maîtrise des déchets, protection de l'environnement et, pour les activités en zone nucléaire, la certification du CEFRI²),
- la culture sûreté et l'organisation qualité en s'appuyant sur l'Arrêté Qualité et les principes de l'ISO 9001.

² Le CEFRI (Comité français de certification des Entreprises pour la Formation et le suivi du personnel travaillant sous Rayonnement Ionisants) a été créé en 1990. Il associe les exploitants, les industriels, l'IRSN, la Société Française de Radioprotection, la Caisse nationale d'Assurance Maladie des Travailleurs Salariés et les médecins du travail.

Le CEFRI définit et gère le système français de certification des entreprises employant du personnel travaillant sous rayonnement ionisant et des organismes de formation qui dispensent la formation à la prévention des risques, en particulier du risque radiologique. Il délivre deux types de certificats : Les certificats d'entreprises (valables 3 ans à partir de la date de décision du Comité de certification, au vu d'audits réalisés dans les entreprises) et les certificats de personne (pour les formateurs de Personnes Compétentes en radioprotection).

Précisons ici qu'EDF n'étend pas l'obligation de qualification aux sous-traitants de ses titulaires de marché, sauf dans deux cas précis (le transport d'objets et de matières radioactives, ou si l'activité sous-traitée requiert une qualification que le titulaire ne possède pas). Restant en permanence responsable devant EDF de l'atteinte des objectifs qui lui ont été fixés, qu'il fasse appel ou non à la sous-traitance, le titulaire de marché avec EDF doit maîtriser sa sous-traitance. Ainsi, dans le cadre de l'examen de la qualification, EDF évalue l'organisation mise en place par les entreprises prestataires, en particulier pour :

- identifier et sélectionner leurs sous-traitants,
- transmettre et faire respecter par leurs sous-traitants les exigences d'EDF concernant les activités sous-traitées,
- suivre et évaluer les prestations effectuées par leurs sous-traitants.

EDF s'assure, sur le terrain, de la réalisation effective du suivi de leurs sous-traitants par les titulaires de marché, et se réserve le droit de demander à ces derniers de présenter les éléments permettant de tracer le suivi qu'ils exercent sur leurs sous-traitants.

Dans le cas où une entreprise prestataire souhaite disposer de personnel intérimaire, celle-ci doit impérativement faire appel à une entreprise de travail temporaire certifiée par le CEFRI et adhérant à la Charte « M »³ d'EDF. Cette charte définit un ensemble d'exigences concernant le recrutement, la gestion de carnets d'accès, la formation du personnel mis à disposition, la gestion de ses habilitations et les relations avec les entreprises utilisatrices.

Délivrée pour une durée de 3 ans mais pouvant être remise en cause à tout moment, la qualification d'une entreprise s'accompagne d'un suivi permettant de s'assurer de sa pertinence dans la durée. Ce suivi s'appuie principalement sur l'analyse des fiches d'évaluation des prestations (FEP) élaborées au fil de l'eau, à partir des constats issus de la surveillance exercée sur le terrain. Il est également alimenté par les conclusions des « audits chantier » que réalise l'instance de qualification, de façon ciblée, lors d'interventions.

³ Cette charte Qualité dans la Maintenance Nucléaire, nommée Charte « M », est relative à l'organisation à mettre en place par les Entreprises de Travail Temporaires (E.T.T.) pour assurer le suivi en terme de formation et de qualification professionnelle du personnel mis à disposition d'EDF ou de ses entreprises prestataires (entreprises utilisatrices) pour intervenir dans les installations nucléaires d'EDF pour participer à des activités à Qualité Surveillée (QS).

Cette charte découle d'une décision de la Direction du Parc Nucléaire datant du 29 décembre 1994. Les E.T.T. adhèrent volontairement à cette charte.

La qualification des entreprises est gérée par un service spécialisé de la Division Production Nucléaire, le Service Performances Fournisseurs de l'Unité Technique Opérationnelle, qui :

- élabore le référentiel de qualification et l'adapte en fonction des évolutions des exigences ,
 - reçoit les demandes de candidature,
 - examine les dossiers,
 - organise et pilote les audits, avec l'appui d'un « valideur » technique EDF dûment compétent dans le domaine concerné,
 - présente les dossiers complets et fait des propositions de qualification au Comité de Coordination de la Qualification des Prestataires (CCQP),
 - présente les propositions amendées par le CCQP au Directeur de l'UTO, signataire des certificats de qualification,
 - s'assure, grâce aux remontées du terrain (FEP notamment), que l'entreprise remplit, dans la durée, les conditions requises pour rester qualifiée,
 - lance et effectue les gestes de renouvellement de qualification,
 - met à jour l'outil informatique de gestion de la qualification de recensement des entreprises qualifiées (Qualinat),
 - analyse au fil de l'eau les dysfonctionnements et propose les sanctions, qui peuvent être :
 - La mise en surveillance renforcée sur les points jugés délicats. Les interventions, en cours et futures, de l'entreprise font alors l'objet d'une surveillance renforcée sur le terrain, et l'entreprise doit mettre en œuvre un plan d'actions correctives pour remédier aux manquements constatés et éviter qu'ils ne se reproduisent.
- L'instance de qualification informe toutes les entités donneurs d'ordre et la Direction des achats de cette mise sous surveillance renforcée, en ciblant les points à surveiller particulièrement.
- La suspension de qualification. L'entreprise concernée poursuit alors les contrats en cours mais ne peut plus être consultée ni entreprendre de nouveaux travaux pendant la période de suspension.
 - Le retrait de qualification. L'entreprise suspend alors immédiatement tous les contrats en cours et ne peut plus être consultée.

L'ensemble de ce dispositif de qualification fait l'objet d'un suivi formalisé par l'Autorité de Sûreté Nucléaire, qui ne qualifie pas elle-même les entreprises prestataires, mais s'assure du bon fonctionnement du système mis en place par EDF et de sa conformité aux règles et engagements pris. L'Autorité de Sûreté Nucléaire procède ainsi régulièrement à des Visites de Surveillance à l'UTO, l'Unité de la Division Production Nucléaire en charge de la qualification des entreprises prestataires. Elle procède également à des contrôles lors des Visites de Surveillance qu'elle effectue sur les CNPE, et mène depuis le début de l'année 2011 des visites ciblées sur tous les CNPE sur le thème de la sous-traitance et du suivi des entreprises sous-traitantes par EDF.

Le tableau ci-dessous illustre l'état de la qualification à fin 2010 :

Nombre total d'entreprises prestataires de service qualifiées	499
Nombre d'audits chantier ciblés réalisés en 2010 par l'instance de qualification	80
Nombre de FEP relatives aux interventions sur site émises en 2010	5 803
Taux d'entreprises prestataires qualifiées ayant fait l'objet a minima d'une FEP en 2010	86%

7.1.3.2 Formations obligatoires à la sûreté nucléaire et à la radioprotection dispensées aux intervenants prestataires

Les intervenants des entreprises prestataires sur les centrales nucléaires d'EDF sont soumis à des formations obligatoires dépendant des tâches qu'ils ont à accomplir.

Avant de travailler en zone nucléaire et quel que soit son métier, tout intervenant extérieur doit bénéficier d'un cursus de trois - pour certains de quatre - formations obligatoires, adaptées aux interventions qu'il aura à mener.

La réalisation effective de ce cursus est vérifiée lors des formalités d'accès sur les sites.

Ce cursus comprend :

- Une formation "Qualité Sûreté Prestataires" (QSP) de 5 jours obligatoire depuis 1992 pour tout intervenant travaillant sur du matériel important pour la sûreté (IPS) ou dans un environnement proche.

Les stagiaires s'exercent systématiquement sur un chantier-école reproduisant les conditions d'intervention réelles en centrale nucléaire. Cette formation est suivie, tous les trois ans, de stages de recyclage de trois jours.

En 2010, plus de 9000 intervenants ont été attestés QSP (En formation initiale et en recyclage) correspondant à 280 000 heures de formation/an.

- Une formation "Habilitation Nucléaire", d'un à trois jours suivant la fonction de la personne, exigée depuis 1984 pour toute personne organisant, contrôlant ou exerçant des activités « à qualité surveillée » c'est-à-dire réalisant des activités sous assurance qualité.
- Une formation à la prévention des risques (sécurité classique et radioprotection) de cinq jours qui concerne, depuis 1993, l'ensemble des intervenants travaillant en zone nucléaire. Une remise à niveau est obligatoire tous les 3 ans. Les responsables d'équipe (« chargés de travaux ») sont ensuite soumis à une deuxième formation complémentaire de 5 jours, adaptée à leur métier. Lors de ces formations, les stagiaires s'entraînent également sur des chantiers-écoles. Cette formation correspond à un volume de formation annuel de 330 000 heures.

- Une formation de perfectionnement en radioprotection (Formation « STARS ») destinée spécifiquement aux personnes qui interviennent dans les métiers de la radioprotection et de la prévention est réalisée sur site au plus près des installations. Le volume annuel correspondant est de 38 000 heures. Six modules de 1 à 5 jours sont proposés en fonction du métier des intervenants.

Toutes ces formations et les contrôles des connaissances associés sont réalisés par une quinzaine d'organismes de formation extérieurs à EDF, qui sont audités par EDF. Ces organismes sont également certifiés et audités par le CEFRI dans le cas des formations liées à la radioprotection.

En complément, vis-à-vis des salariés nouvellement arrivés dans le nucléaire, EDF demande aux entreprises prestataires de mettre en œuvre un accompagnement spécifique avec un dispositif de traçabilité adapté. Au cours de leur premier semestre, ceux-ci sont nécessairement encadrés par un salarié confirmé quand leurs interventions concernent des matériels déclarés sensibles par EDF.

7.1.3.3 Modalités d'appel à la sous-traitance

7.1.3.3.1 Contexte réglementaire de la passation des contrats

Pour les marchés concernant les activités confiées à l'extérieur, EDF, en tant qu'entité adjudicatrice, doit respecter la Directive Européenne 2004-17, qui a été transposée dans le droit français par l'ordonnance n° 2005-649 du 6 juin 2005 et ses décrets d'application (décrets n° 2005-1308 du 20 octobre 2005 et n° 2005-1742 du 30 décembre 2005).

Les principes généraux de la Directive sont les suivants :

- mise en concurrence avec publicité préalable,
- égalité de traitement des candidats,
- transparence des procédures,
- non-discrimination.

En cas de manquement aux obligations de publicité et de mise en concurrence, EDF est susceptible d'encourir des sanctions découlant de la passation illégale d'un marché, et impliquant la suspension et/ou l'annulation du marché passé en gré à gré ainsi que l'obligation de passer par une procédure de mise en concurrence. Par ailleurs, le non-respect de ces règles peut donner lieu à poursuites pénales pour délit de favoritisme, ou être sanctionné au travers des dispositions sanctionnant les pratiques anticoncurrentielles et notamment celles relatives aux ententes prohibées⁴.

⁴ Les sanctions évoquées découlent de la Directive Recours 2007/66/CE du 11 décembre 2007, transposée en droit français par l'ordonnance du 7 mai 2009 et par le décret n°2009-1456 du 27 novembre 2009.

7.1.3.3.2 Processus achat

Dans la pratique, et dès lors que le montant du marché excède le seuil de 350 000 euros (pour les marchés de service, ce qui est le cas général des marchés de maintenance)⁵, le processus achat offre deux possibilités :

- Publier un avis de marché qui fixe les critères minimaux auxquels doivent répondre les entreprises pouvant fournir le type de prestations attendues. EDF ne consulte ensuite, parmi les entreprises qui se seront déclarées intéressées, que celles qui répondent bien à ces critères.
- Utiliser un système de qualification existant, dans la mesure où il a fait l'objet d'une publicité au Journal Officiel de l'Union Européenne (JOUE) et d'un renouvellement périodique dans les conditions fixées par la Directive.

EDF lance ensuite la consultation avec un cahier des charges qui précise les spécifications techniques, parmi lesquelles les exigences liées à la sûreté nucléaire et à la radioprotection.

La rédaction des cahiers des charges, ou prescription, est une opération réalisée par EDF. Elle n'est pas sous-traitée, mais peut cependant s'appuyer sur des études et des spécifications techniques confiées à des sociétés extérieures, et vérifiées par EDF.

Les exigences des cahiers des charges sont extrêmement détaillées dans les domaines techniques et contractuels. Les cahiers des charges s'appuient sur des spécifications techniques prédéfinies pour toutes les activités récurrentes, qui font elle-même l'objet de mises à jour régulières. Ils sont, dans leur grande majorité, établis sur des objectifs de résultats et non de moyens.

Les offres en retour doivent obligatoirement comporter deux volets, l'offre technique et l'offre commerciale.

Les offres techniques sont analysées sur la base des critères de recevabilité technique définis dans les cahiers des charges. Seules celles qui répondent à l'ensemble de ces critères de recevabilité sont retenues pour l'analyse commerciale.

L'analyse commerciale des offres restantes peut conduire à de nouveaux rejets, notamment lorsque les prix proposés peuvent être considérés comme anormalement bas.

L'attribution intervient après les négociations, qui ne doivent pas remettre en cause les éléments du volet technique.

Ce dispositif exclut donc, par principe, toute sélection d'une entreprise dont le prix moins élevé que celui de ses concurrents serait dû à une offre technique de mauvaise qualité ou non conforme aux exigences techniques d'EDF, ou à des prix anormalement bas.

A noter que les règles d'attribution (article 55 de la directive 2004/17/CE) sont reprises dans l'article 29 du décret d'application du 20 octobre 2005.

⁵ Ce seuil est de 4 500 000 euros HT pour les marchés de travaux.

La Commission des Marchés (Organisme externe à l'Entreprise) examine systématiquement tous les marchés dont le montant est supérieur à 40 millions d'euros, et par sondage les autres marchés. Elle veille à la conformité du processus achat par rapport aux exigences réglementaires et à ses résultats par rapport aux objectifs recherchés. Elle rend un avis consultatif.

7.1.3.3 Cas dérogatoires de la DE 2004/17/CE

La DE 2004/17/CE comporte un certain nombre de cas dérogatoires qui, seuls, autorisent des consultations en gré à gré avec un prestataire choisi par avance. EDF est amenée à faire principalement appel, lorsque les conditions d'applications sont réunies, aux trois cas dérogatoires suivants, spécificité technique (c), urgence impérieuse (d), complément de services dû à un imprévu (f) :

Extraits de la directive article 40.3 :

c) lorsque, en raison de sa spécificité technique, artistique ou pour des raisons tenant à la protection des droits d'exclusivité, le marché ne peut être exécuté que par un opérateur économique déterminé;

d) dans la mesure strictement nécessaire, lorsque l'urgence impérieuse résultant d'événements imprévisibles pour les entités adjudicatrices ne permet pas de respecter les délais exigés par les procédures ouvertes, restreintes et négociées avec mise en concurrence préalable;

f) pour les travaux ou les services complémentaires ne figurant pas dans le projet initialement adjugé ni dans le premier marché conclu et devenus nécessaires, à la suite d'une circonstance imprévue, à l'exécution de ce marché, à condition que l'attribution soit faite à l'entrepreneur ou au prestataire de services qui exécute le marché initial :

- lorsque ces travaux ou services complémentaires ne peuvent être techniquement ou économiquement séparés du marché principal sans inconvénient majeur pour les entités adjudicatrices, ou
- lorsque ces travaux ou services complémentaires, quoique séparables de l'exécution du marché initial, sont strictement nécessaires à son perfectionnement;

Il est à noter que ces cas de dérogations sont d'interprétation restrictive, et la possibilité de les mettre en œuvre est encadrée.

7.1.3.4 Mieux-disance

Le terme de « mieux-disance » correspond au concept « d'offre économiquement la plus avantageuse » défini par les textes réglementaires.

L'article 29 du décret 2005-1308 du 20 octobre 2005 stipule ainsi que :

« Pour attribuer le marché au candidat qui a présenté l'offre économiquement la plus avantageuse, l'entité adjudicatrice se fonde : 1° Soit sur une pluralité de critères non discriminatoires et liés à l'objet du marché, notamment le délai de livraison ou d'exécution, le coût global d'utilisation, la rentabilité, la qualité, le caractère esthétique et fonctionnel, les caractéristiques environnementales, les performances en matière d'insertion des publics en difficulté, la valeur technique, le caractère innovant, le service après-vente et l'assistance technique, les engagements pris pour la fourniture de pièces de rechange, la sécurité d'approvisionnement et le prix. D'autres critères peuvent être pris en compte s'ils sont justifiés par l'objet du marché. 2° Soit, compte tenu de l'objet du marché, sur le seul critère du prix. »

Le marché est attribué au mieux-disant lorsque plusieurs critères sont pris en compte pour déterminer l'offre économiquement la plus avantageuse. Ces critères doivent être objectifs, non discriminatoires et liés à l'objet du marché (considérant 55 et art. 55.1 de la DE 2004/17/CE), à l'exclusion donc de tout critère lié par exemple à la taille de l'entreprise, à son actionnariat ou à sa localisation : « L'attribution du marché doit être effectuée sur la base de critères objectifs qui assurent le respect des principes de transparence, de non-discrimination et d'égalité de traitement et qui garantissent l'appréciation des offres dans des conditions de concurrence effective ».

Ils doivent être mesurables (circulaire du 29 décembre 2009) : « *les critères doivent être toujours objectifs et opérationnels. Ils ne peuvent jamais être discriminatoires, de manière à ce que la décision du choix d'attribution ne relève aucune part d'arbitraire ni de discrétionnaire* ».

Les mesures favorisant l'emploi local doivent se conformer aux règles du droit communautaire, qui interdisent l'utilisation de critères ou pratiques visant à favoriser directement ou indirectement des acteurs locaux au détriment d'acteurs de l'Union Européenne.

Ainsi, des mesures se fondant sur des critères nationaux permettant une sélection se verraient être en contravention du principe de la liberté de mouvements des travailleurs, être constitutives d'un éventuel abus de position dominante ou d'une violation de la Directive.

Depuis plusieurs années, dans le cadre du projet MOPIA (Mettre en Œuvre une Politique Industrielle Attractive), EDF a généralisé l'attribution des marchés de maintenance au mieux-disant, en augmentant significativement la part de la mieux-disance dans le jugement des offres, et en étendant de manière volontariste les critères à d'autres domaines que celui des performances technico-économiques de l'achat. Chaque critère d'attribution doit être pondéré afin de porter à la connaissance des soumissionnaires l'influence respective de chacun des critères dans l'évaluation des offres. Cette évaluation permettra de classer celles-ci. 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.

Pour les grands marchés pluriannuels de logistique nucléaire, ces critères sont par exemple :

- le montant des indemnités de grand déplacement versées par les entreprises prestataires à leurs salariés affectés au marché,
- l'ancienneté des salariés dans leur métier, le pourcentage de jeunes embauchés et le pourcentage de la masse salariale dédiée à la formation,
- les moyens mis en œuvre afin d'éviter les accidents du travail depuis deux ans dans les métiers concernés, jugés par le taux de fréquence de l'entreprise en matière d'accidents du travail (Tf),
- les résultats obtenus depuis deux ans par les entreprises dans les métiers concernés sur les centrales du parc nucléaire d'EDF, basés sur les Fiches d'Évaluation de la Prestation (FEP) établies systématiquement après chaque intervention.

D'autres critères peuvent également être définis, et notamment des critères liés à la valeur technique de l'offre.

7.1.3.3.5 Système de Bonus

Dans le cadre du projet MOPIA, un système de bonus a été mis en place dans les marchés, afin de donner plus de marges aux entreprises qui auront concouru à l'atteinte des objectifs d'EDF.

Pour les marchés de maintenance sur site, ce bonus peut atteindre 5% du montant du marché, dont la moitié est liée à la performance propre de l'entreprise (sur la base de la Fiche d'Évaluation de la Prestation correspondante) et la moitié à la performance collective de toutes les entreprises qui ont contribué à l'atteinte des objectifs du CNPE (par exemple la durée des arrêts, ou la dosimétrie individuelle et collective).

7.1.3.3.6 Durée des marchés et dispositions prévues pour leur renouvellement

Depuis plusieurs années, EDF a augmenté la durée des marchés de maintenance sur site, afin de permettre aux entreprises de travailler dans la durée, de leur apporter de la stabilité et de la visibilité sur leur plan de charge, et de leur permettre ainsi d'investir dans le recrutement de jeunes embauchés et dans la formation. Cette durée est prolongée dans le respect des règles du droit de la concurrence.

Cet allongement de la durée des marchés permet également de renforcer sur les sites les partenariats entre EDF et les entreprises prestataires.

La durée moyenne des marchés de maintenance sur site passés par la Division Production Nucléaire était au début des années 2000 en moyenne de 3 ans. Elle est aujourd'hui supérieure à 5 ans et peut aller jusqu'à 6 ou 7 ans dans le cas des grands marchés de logistique nucléaire, de maintenance de la robinetterie ou d'exams non destructifs.

Les marchés de modifications passés par la Division Ingénierie Nucléaire ont généralement quant à eux des durées longues, voire très longues, puisqu'ils sont le plus souvent passés pour des modifications destinées à être apportées sur l'ensemble des tranches d'un palier au cours de leurs visites décennales, et s'étalent donc sur des durées pouvant aller jusqu'à 10 ans. Ces marchés, de type non récurrent, ne font, en revanche, pas l'objet de renouvellement.

Avant chaque appel d'offres important, EDF réalise une étude de risques qui vise à définir quelles seraient les conséquences d'un changement de titulaire. Cette étude a pour objectif de mettre en place, si nécessaire, un système d'accompagnement et des solutions qui peuvent aller jusqu'à l'établissement de protocoles spécifiques entre EDF et les entreprises attributaires du marché pour garantir l'emploi des salariés. Pour les marchés de logistique nucléaire, EDF a ainsi introduit dans ses appels d'offres des dispositions engageant les entreprises à favoriser le maintien de l'emploi : L'entreprise titulaire du marché doit s'engager à reprendre les salariés qui le souhaitent, dans des conditions définies dès l'appel d'offres (maintien de la rémunération, de l'ancienneté, pas de période d'essai). Ces dispositions, qui visent essentiellement les salariés fixés à proximité d'un CNPE, ont été depuis étendues aux marchés de gardiennage, et sont en cours de déploiement pour les métiers de l'accueil.

7.1.3.3.7 Les différents types de marchés

Les marchés peuvent être classés par rapport à leur objet : fournitures, travaux ou services.

Les marchés de maintenance sont essentiellement des marchés de services.

Les marchés sont aussi classés par rapport au mode de rémunération. On distingue :

- les marchés à prix global et forfaitaire
- les marchés à prix unitaires
- les marchés en dépenses contrôlées et régie

Pour les marchés de maintenance, ce sont principalement les marchés à prix global et forfaitaire qui sont utilisés, avec obligation de résultat.

Les marchés sont enfin classés par rapport à leur nature :

- marché ordinaire : marché dont l'exécution n'est pas découpée en parties nécessitant pour chacune d'elles l'émission d'une commande d'exécution,
- marché-cadre : marché dont l'exécution est découpée en parties nécessitant pour chacune d'elles l'émission d'une commande d'exécution.

Les marchés-cadres sont subdivisés en 3 catégories :

- le marché à tarif ne comportant pas d'engagement de quantité ou de valeur,
- le marché à tranches dans lequel la totalité de la prestation est divisée en parties constituant chacune un tout du point de vue fonctionnel appelé tranche, nécessitant pour chacune une commande d'exécution,

- le marché à commandes qui comporte l'engagement d'un minimum et éventuellement d'un maximum de prestations, fixés en quantité et /ou en valeur.

C'est ce dernier type de marché qui est généralement utilisé pour les marchés de maintenance.

Pour permettre aux entreprises de se développer et d'investir en moyens et ressources humaines, EDF a multiplié, ces dernières années, les contrats de maintenance pluriannuels de longue durée et a mis en place des contrats intégrant un plus grand nombre de prestations.

Pour gagner en efficacité, en qualité et en radioprotection, EDF regroupe désormais sous un même contrat des activités qui faisaient auparavant l'objet de contrats séparés. On parle alors de prestation globale ou intégrée, car il s'agit d'une prestation centrée autour d'un métier mais qui regroupe des prestations pointues ou des spécialités ayant des liens techniques entre elles.

Pour les entreprises prestataires retenues, cela se traduit par l'attribution d'un plus grand volume d'activités tout au long de l'année, et pour leurs salariés par davantage d'opportunités en termes de développement de carrière et de parcours professionnel.

Par ailleurs, les marchés peuvent être découpés en lots qui sont alors attribués, dans le cadre du même règlement de consultation, à différentes entreprises. Cette disposition permet l'attribution de lots de taille adaptée aux entreprises locales pour contribuer à la pérennité du tissu industriel local.

Outre les classifications ci-dessus, les marchés de maintenance peuvent être passés à trois niveaux différents, pour des raisons de politique industrielle (gestion de panel) et de stratégie achat :

- niveau national, le marché concerne tous les CNPE (cela représente 55% du montant total),
- niveau régional, le marché est passé pour les CNPE de chacune des cinq plaques régionales (cela représente 35% du montant total),
- niveau local, le marché ne concerne qu'un seul CNPE (cela représente 10% du montant total).

Au-delà des marchés de maintenance, les activités réalisées sur sites comprennent aussi des travaux de modifications portés par la Division Ingénierie Nucléaire, qui se déroulent généralement lors des visites décennales (mais pas seulement). Les montants moyens de ces travaux, rapportés à l'ensemble du parc nucléaire, sont du même ordre de grandeur que les dépenses de maintenance, mais comprennent cependant une part importante d'études et d'approvisionnement, et seulement 40 à 60% d'activités sur les sites.

7.1.4 CONDITIONS D'INTERVENTION ET RADIOPROTECTION DES INTERVENANTS

7.1.4.1 La charte de progrès et de développement durable

La collaboration avec les entreprises prestataires du nucléaire est ancrée dans la culture d'EDF.

Cette collaboration a incité EDF et les organisations professionnelles représentatives de ces entreprises (regroupées par corps de métiers : logistique, électricité, chaudronnerie...) à formaliser et établir un cadre de partenariat et à engager côte à côte un travail commun d'amélioration.

C'est ainsi qu'EDF et 9 organisations professionnelles ont signé en 1997 la première version d'une Charte de progrès. Celle-ci est devenue en 2004 la Charte de progrès et de développement durable signée par 13 organisations professionnelles.

Cette charte fixe des principes et 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.

Pour suivre l'application des principes édictés par la charte et proposer des actions d'amélioration, des réunions de suivi se tiennent régulièrement.

Le Comité d'Ethique du groupe EDF, émanation du Conseil d'Administration, suit le bon avancement de ces travaux au niveau national.

La politique de relations avec les entreprises prestataires d'EDF prend appui sur cette charte et s'inscrit dans son cadre.

L'amélioration de la radioprotection pour les intervenants en reste un des points forts, auquel s'ajoutent des actions communes pour stabiliser les emplois, détecter d'éventuelles situations de sous-traitance anormales grâce notamment à une instance d'alerte sur chaque site, et garantir toujours la sûreté nucléaire et la qualité des interventions.

Dans le prolongement de cette charte, en octobre 2006, la Direction d'EDF et trois organisations syndicales ont signé un accord sur la sous-traitance socialement responsable.

Cette démarche s'inscrit pleinement dans le prolongement de l'accord de responsabilité sociale d'entreprise de janvier 2005 actualisé en mai 2009.

L'objectif de cet accord est de renforcer la mise en œuvre d'actions permettant à EDF d'exercer sa responsabilité sociale dans le domaine de la sous-traitance. Il garantit aux entreprises et à leurs salariés que les interventions pour le compte d'EDF s'effectueront dans les meilleures conditions d'emploi, de qualification, de travail et de santé-sécurité, en toute connaissance des risques inhérents aux activités exercées.

7.1.4.2 Le projet « Mettre en Oeuvre une Politique Industrielle Attractive » (MOPIA).

EDF a lancé, en 2008, un grand projet dénommé MOPIA (Mettre en Oeuvre une Politique Industrielle Attractive). Ce projet a pour but de revoir la politique industrielle pour :

- Améliorer la qualité des opérations réalisées.
- Disposer d'entreprises viables dans la durée tout en conservant une concurrence réelle permettant la performance économique.
- Améliorer les conditions de travail des salariés et rendre attractifs les emplois dans le nucléaire.

Cette politique industrielle vise donc à être attractive pour les salariés intervenants, pour les entreprises prestataires et pour EDF.

Le projet 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.

C'est cette politique industrielle qui est actuellement mise en œuvre pour la maintenance et les modifications du parc nucléaire d'EDF.

7.1.4.3 Les conditions de vie et de travail

Depuis plus de 10 ans, EDF mène un programme volontariste d'amélioration de la qualité de vie au travail des prestataires.

Ce programme a conduit aux engagements mutuels conclus entre EDF et les entreprises prestataires dans le cadre de la Charte de progrès et de développement durable signée en 2004 entre EDF et 13 Organisations Professionnelles représentatives des entreprises prestataires.

Il s'intègre également dans l'accord sur la "sous-traitance socialement responsable" signé en novembre 2006 entre EDF et des Organisations Syndicales, qui décline dans ce domaine l'accord de responsabilité sociale d'entreprise d'EDF de janvier 2005 actualisé en mai 2009.

Il s'inscrit enfin dans le projet MOPIA, dont un des lots traite directement de l'amélioration de la qualité de vie des intervenants sur les sites nucléaires.

7.1.4.3.1 De nombreuses actions en place pour faciliter la vie des intervenants prestataires sur les sites

Depuis 2006, 5 séminaires de salariés prestataires de terrain, regroupant chacun une trentaine d'intervenants, ont été tenus. Ils ont permis d'identifier des pratiques que les prestataires souhaitent voir généraliser sur l'ensemble du parc nucléaire.

A ce jour, 35 pratiques (dont la liste figure sur le site <http://prestataires-nucleaire.edf.com>) sont en fin de déploiement sur les sites.

A titre d'illustration, on peut citer les suivantes :

- EDF met progressivement à disposition des prestataires des prestations gratuites de conciergerie particulièrement appréciées par ceux qui vivent les « grands déplacements ». Elles permettent à ceux qui le souhaitent et dont l'employeur n'organise pas cette prestation, de trouver une solution d'hébergement à proximité. Les différentes solutions proposées figurent également sur le site internet mis en place par EDF (<http://prestataires-nucleaire.edf.com>).

Ce sont des hôtels, des locations saisonnières, des chambres d'hôte ou des campings, qui respectent tous le cadre réglementaire de leur activité.

D'autres prestations peuvent également être assurées par ces conciergeries (blanchisserie, réception de colis,)

- Les prestataires peuvent bénéficier d'un déjeuner chaud complet sur site pour un montant de 6 à 7 €, les modalités pratiques pouvant varier selon les sites.
- Les sites nucléaires mettent à disposition des prestataires des vestiaires et des équipements sanitaires dont la propreté est régulièrement contrôlée. Lorsqu'ils deviennent inadaptés, EDF investit dans de nouveaux locaux d'accueil.
- Les services de transport par car des agents EDF sont ouverts aux prestataires.
- Les prestataires bénéficient de séances d'accueil animées par un membre de la Direction du CNPE.
- Les prestataires disposent d'un accès wifi à internet dans les locaux mis à leur disposition.
- Une série de mesures a été prise pour homogénéiser les informations et différents outils entre les sites : numéros de téléphone, formulaires, informations délivrées pendant les arrêts de tranche, consignes de sécurité, outils informatiques, traitement de la logistique, délivrance des régimes de consignation, mise à disposition d'espaces de repos, participation des prestataires aux manifestations festives des CNPE,

7.1.4.3.2 Des instances et un site internet à disposition des prestataires

Depuis 1997, les intervenants disposent d'instances d'écoute et de suivi qui leur permettent de signaler, de façon anonyme s'ils le souhaitent, toute situation anormale, tout dysfonctionnement ou abus en décalage avec les principes de la Charte de progrès et de développement durable.

Un numéro de téléphone identique sur tous les sites permet d'accéder à ces instances.

En 2010, cette instance a été sollicitée, au niveau de l'ensemble du parc à 69 reprises : ces sollicitations concernent essentiellement des demandes d'informations générales (hébergement, etc...) ou des conditions pratiques de réalisation de chantiers.

Egalement dans le cadre de la Charte de progrès et de développement durable, des Commissions Inter-Entreprises pour la Sécurité et les Conditions de Travail (CIESCT) sont en place sur tous les sites depuis 2004. Sans se substituer aux CHSCT (Comité d'Hygiène, Sécurité et Conditions de Travail), ces Commissions sont des lieux de concertation et d'élaboration de propositions. Elles rassemblent des représentants des salariés et des employeurs, qu'il s'agisse d'EDF ou des entreprises prestataires.

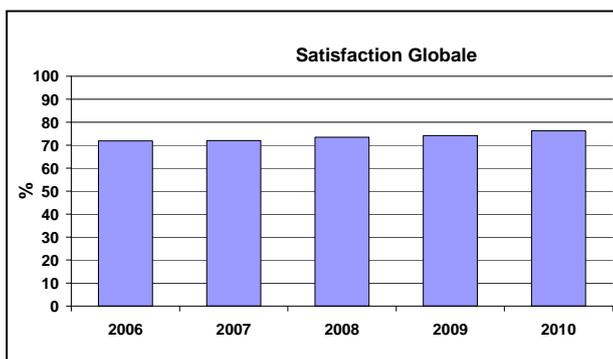
Les actions traitées par ces Commissions portent majoritairement sur l'amélioration des conditions de vie et de travail, la prévention des risques, la radioprotection avec en particulier l'amélioration du suivi dosimétrique des salariés intérimaires, le suivi médical, le suivi des populations les plus exposées lors des arrêts décennaux. 55 séances se sont tenues en 2010, 32 visites de terrain ont été réalisées dans ce cadre et plus de 500 propositions d'améliorations de la sécurité y ont été étudiées.

Les informations ci-dessus ainsi que d'autres renseignements utiles au quotidien (Guide national de l'intervenant, documents pédagogiques sur la sûreté nucléaire, la radioprotection, la sécurité...) sont mis à disposition de l'ensemble des prestataires au moyen du site internet des prestataires du nucléaire : <http://prestataires-nucleaire.edf.com>.

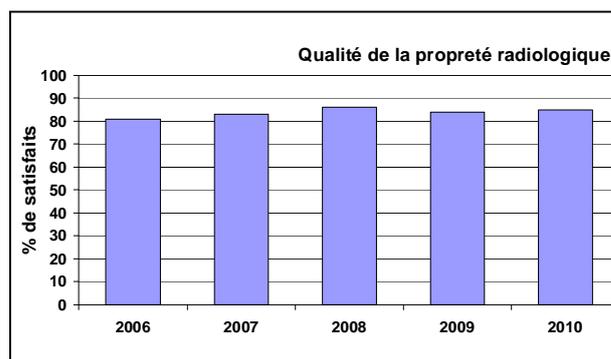
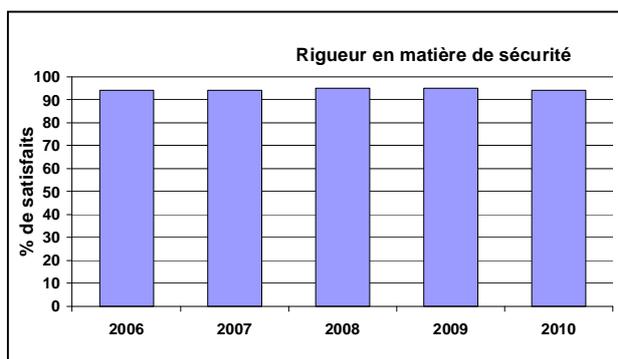
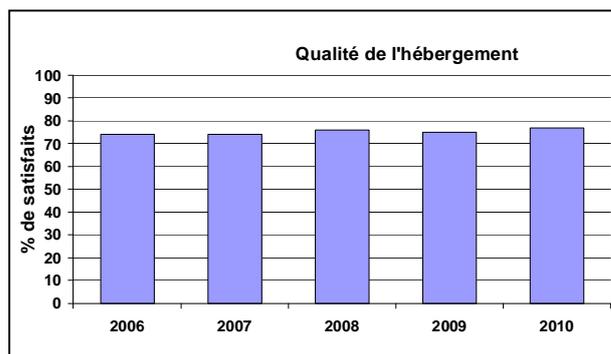
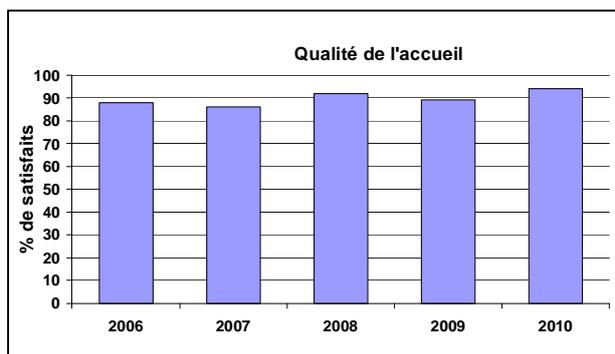
7.1.4.3.3 La satisfaction des prestataires mesurée par un baromètre

Depuis 2000, plus de 2000 prestataires remplissent chaque année de façon anonyme des questionnaires dont la compilation est assurée par le Centre de Recherche en Gestion de l'École Polytechnique. Cette compilation donne lieu à la parution d'un baromètre annuel des prestataires.

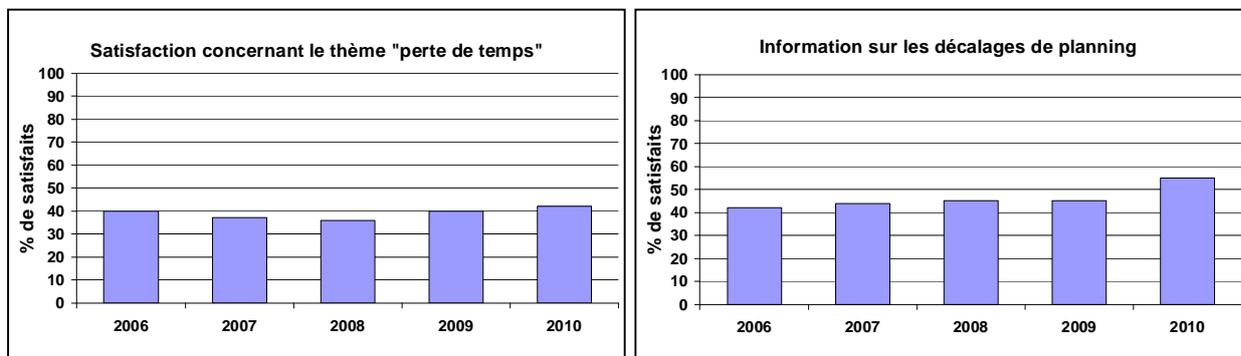
La satisfaction globale (Moyenne des réponses à 35 questions suivie depuis 2006) fait apparaître une amélioration lente mais régulière de la satisfaction des prestataires.



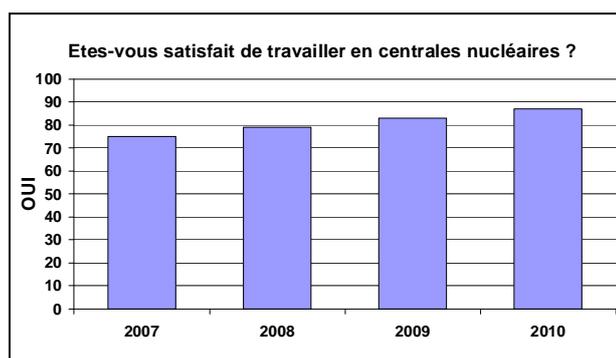
La satisfaction est particulièrement élevée dans les domaines de l'accueil, de l'hébergement, de la sécurité ou de la propreté radiologique.



En revanche, des sujets d’insatisfaction subsistent comme les pertes de temps et la communication. Des actions spécifiques vont être menées dans ces domaines, notamment dans le cadre de la mise en œuvre du programme d’allongement de la durée de fonctionnement.



Enfin, la question générale « Etes-vous satisfait de travailler en centrales nucléaires ? » est posée depuis 2007, et 87% des prestataires interrogés y ont répondu « oui » en 2010.



7.1.4.4 Surveillance médicale renforcée du personnel des entreprises prestataires intervenant sur les CNPE

7.1.4.4.1 L'exigence réglementaire

Toutes les personnes intervenant en zone nucléaire classées en catégorie A ou B⁶ bénéficient, du fait d'un risque d'exposition aux rayonnements ionisants, d'une surveillance médicale renforcée assurée par des services de santé au travail agréés disposant de médecins du travail habilités. Plus précisément, le décret 97-137 du 13 février 1997, modifiant le décret n°75-306 du 28 avril 1975, dispose que les employeurs fassent réaliser le suivi médical renforcé des travailleurs de catégorie « A » ou « B » intervenant dans les Installations Nucléaires de Base (INB) par un Service de Médecine du Travail habilité par la Direction Régionale des Entreprises, de la Concurrence, de la Consommation, du Travail et de l'Emploi (DIRECCTE).

Références :

- article L. 4111-5 du code du travail ;
- article L. 1111-7 du code de la santé publique ;
- articles R. 4454-1 à 4454-11 du code du travail
- articles R. 1262-9 à 11, R. 4451-9, R. 4451-11, R. 4453-14, R. 4453-16, R. 4453-26, R. 4453-29, R. 4453-35, R. 4455-1 et 3, R. 4513-9 à 13, D. 4624-37, R. 4625-8 à 12, R. 4626-26 du code du travail ;
- décret n° 97-137 du 13 février 1997 modifiant le décret n° 75-306 du 28 avril 1975 relatif à la protection des travailleurs contre les dangers des rayonnements ionisants dans les INB ;
- article D. 461-25 et suivants du code de la sécurité sociale ;
- article R. 1333-88 du code de la santé publique (arrêté conjoint ministères chargés de la santé et du travail concernant les urgences radiologiques) ;
- article D. 4152-5 et D. 4152-7 du code du travail.

7.1.4.4.2 La mise en œuvre

EDF assure la surveillance médicale de ses salariés par les services de santé au travail autonomes d'établissement. La surveillance médicale des travailleurs prestataires intervenant dans les CNPE est assurée par leurs employeurs au travers de Services Médicaux Inter-Entreprises (SMIE) territorialement compétents.

⁶ Définition des travailleurs de catégorie A :

Article R. 4451.44 du Code du Travail "...Les travailleurs susceptibles de recevoir (dans des conditions habituelles de travail) une dose efficace supérieure à 6 mSv par an (ou une dose équivalente supérieure aux 3/10ème des limites annuelles d'exposition...) sont classés par l'employeur dans la catégorie A, après avis du médecin du travail."

Définition des travailleurs de catégorie B :

Article R. 4451-46 du Code du Travail : "Les travailleurs exposés aux rayonnements ionisants ne relevant pas de la catégorie A sont classés en catégorie B dès lors qu'ils sont soumis dans le cadre de leur activité professionnelle à une exposition à des rayonnements ionisants susceptible d'entraîner des doses supérieures à l'une des limites de dose fixées à l'article R. 1333-8 du code de la santé publique".

L'affectation d'un intervenant à une catégorie est du ressort de son employeur. Dans les entreprises prestataires, une majorité d'intervenants sont de catégorie A. Une tendance lente à une augmentation du nombre de B est constatée.

Deux cas se présentent :

- Soit les SMIE sont habilités à assurer la surveillance du risque rayonnements ionisants, et dans ce cadre, ils délivrent l'aptitude médicale et l'avis de non contre-indication d'exposition aux rayonnements ionisants. Cela concerne en 2010 environ 40 SMIE.
- Soit les SMIE ne sont pas habilités à assurer la surveillance du risque lié aux rayonnements ionisants, et, dans ce cadre, ils délivrent l'aptitude médicale à partir de l'avis de non contre-indication d'exposition aux Rayonnements ionisants délivré par un SMIE habilité ou un service de santé au travail EDF habilité. Cette vérification de la non contre-indication d'exposition aux rayonnements ionisants est un des éléments entrant dans l'analyse de l'aptitude par le médecin du travail du salarié prestataire. Cela concerne en 2010 environ 3 500 travailleurs prestataires, pour les services de santé au travail (SST) des CNPE.

Dans tous les cas, EDF prend en charge financièrement le suivi médical renforcé des prestataires intervenant sur ses sites nucléaires par le biais de conventions signées avec les services de santé au travail interentreprises auxquelles adhèrent les entreprises.

EDF assure ainsi le paiement des prestations réalisées par les SMIE sollicités directement par les entreprises prestataires. Le coût assumé en 2010 est d'environ 5 M€, soit un montant moyen de 250 € environ par salarié prestataire et par an, auquel s'ajoute une facturation indépendante des éventuels examens complémentaires.

L'application de la réglementation pour les salariés intérimaires conduit à une multiplication des visites médicales et à des déplacements fréquents. Par courrier du PDG d'EDF au Ministre du travail en date du 26/08/2003, EDF a proposé de prendre en charge dans ses propres services médicaux le suivi médical renforcé de tous les intérimaires travaillant en CNPE et exposés.

Surveillance de l'exposition interne

La surveillance de l'exposition interne est assurée par les Services de Santé au Travail EDF des CNPE pour la surveillance systématique et la surveillance suite à événements pour l'ensemble des travailleurs EDF et Entreprises prestataires.

Nombre de salariés suivis par médecin

Ce nombre est fixé par la réglementation à 1heure de suivi mensuel par un médecin pour 5 salariés, soit 1 médecin équivalent temps plein (ETP) pour 800 salariés environ.

- Pour les Entreprises prestataires, on a aujourd'hui 1 médecin ETP pour 700 à 800 salariés classés A ou B.
- Pour EDF, une disposition spécifique précise que le nombre de médecins est de 1 ETP pour 500 salariés EDF classés en catégorie A ou B et 1 ETP pour 800 travailleurs d'entreprises intervenantes classée en catégorie A ou B.

Ces dispositions s'inscrivent dans la Charte de Progrès et de Développement Durable

Les dispositions actuelles garantissent que les moyens sont mis en œuvre pour assurer la surveillance médicale renforcée de l'ensemble des travailleurs intervenant dans les CNPE, identique à ceux mis en œuvre pour les travailleurs EDF.

Ces dispositions sont actées dans l'article 5 de la Charte de progrès et de développement durable signée en janvier 2004 par EDF et 13 Organisations Professionnelles.

7.1.4.5 Protection radiologique du personnel des entreprises prestataires

Sur les sites nucléaires d'EDF, tous les intervenants, qu'ils soient salariés d'entreprises extérieures ou d'EDF, disposent des mêmes conditions de travail. Les différences d'exposition aux rayonnements ionisants sont liées au métier exercé et non pas au statut des salariés, qu'ils soient employés d'EDF ou d'entreprises prestataires.

Ainsi, les salariés de maintenance d'EDF et les salariés extérieurs intervenant en zone nucléaire (dont 18 000 ont reçu une dose non nulle en 2010) bénéficient des mêmes conditions de radioprotection et de suivi médical, et sont soumis aux mêmes exigences de préparation, de prévention et de contrôle. Ils sont formés et bénéficient d'informations similaires sur les risques encourus.

L'objectif est bien que l'exposition aux rayonnements ionisants soit la plus faible possible.

Des réseaux « PCR » ont été mis en place à l'initiative d'EDF à partir de 2009. Ceux-ci visent à promouvoir le rôle des Personnes Compétentes en Radioprotection (PCR) des entreprises prestataires comme des acteurs privilégiés pour la maîtrise des situations à risque et ainsi poursuivre la diminution de l'exposition des travailleurs. En effet, le processus d'amélioration continue des résultats en Radioprotection ne peut être réalisé qu'en s'appuyant sur le dialogue EDF/Entreprises intervenantes et sur le relais des PCR. Ces rencontres régulières, lieu de partage, de compréhension et de découverte mutuelle, permettent d'« ancrer » la PCR au sein de son organisation et de lui fournir une boîte à outil partagée abordant des points de réglementation, des recommandations pour les chantiers, des situations particulières, des informations sur les démarches existantes.

7.1.4.5.1 Le suivi dosimétrique des intervenants

Chaque intervenant en zone contrôlée est équipé de deux dosimètres : le dosimètre réglementaire fourni par son employeur - qui indique en différé les doses reçues - et le dosimètre électronique fourni par EDF - qui indique ces informations en temps réel. Le port de chacun des deux dosimètres est obligatoire (ce que vérifie le Chargé de Surveillance des travaux EDF).

Les données provenant du dosimètre électronique sont collectées en temps réel à chaque sortie de zone contrôlée. La dose reçue, dite opérationnelle, est enregistrée et consolidée au niveau national ce qui permet à tout moment de connaître la dose globale qu'a reçue l'intervenant même s'il a travaillé sur plusieurs sites nucléaires.

Chaque semaine, EDF envoie à l'IRSN (Institut de Radioprotection et de Sûreté Nucléaire) l'ensemble des doses opérationnelles de tous les intervenants exposés aux rayonnements ionisants (EDF et prestataires).

EDF fournit aux entreprises, y compris celles de travail temporaire, un accès à la dosimétrie opérationnelle de leurs salariés pour mieux planifier leurs interventions et disposer rapidement d'alertes.

De plus, au delà de ces contrôles de dosimétrie opérationnelle, l'IRSN collecte tous les mois, analyse et archive le relevé des dosimètres réglementaires de chaque intervenant, ce qui garantit un contrôle externe.

Les portiques de contrôle de propreté radiologique (appelés C1 et C2), installés en sortie de zone nucléaire, et le portique dit « C3 », placé en sortie de site, constituent une chaîne complète de contrôle pour s'assurer de l'absence de contamination externe corporelle ou vestimentaire des intervenants.

Le contrôle anthropogammamétrique, obligatoire pour tous les salariés qui arrivent et qui quittent un centre de production, permet de vérifier l'absence de contamination interne.

Le « Régime de Travail Radiologique » (RTR), document établi en préparation de toute activité qui expose aux rayonnements ionisants, est un élément obligatoire avant toute intervention. Il regroupe et présente les résultats de l'analyse de risques et d'optimisation de la radioprotection pour tous les intervenants qui entrent en zones contrôlées qu'ils soient EDF ou prestataire.

Il est utilisé pour la durée de l'activité et stipule notamment les conditions radiologiques attendues, ainsi que les actions de radioprotection à contrôler et à mettre en œuvre par les personnes qui réalisent l'activité. Le code-barres présent sur le RTR permet d'assurer la collecte automatique et le suivi des doses intégrées par les intervenants sur cette activité.

7.1.4.5.2 Les limites réglementaires

La réglementation française, en vigueur depuis 2005, fixe la limite annuelle réglementaire à ne pas dépasser : elle est de 20 mSv sur 12 mois glissants pour tous les travailleurs du nucléaire (pour 1 mSv pour le public).

La réglementation française est ainsi plus sévère que les recommandations de la Commission Internationale de Protection Radiologique (CIPR) qui depuis 1990 fixe cette limite à 100 mSv sur 5 ans, et qui est celle reprise par la Directive Européenne (Euratom 96/29).

L'objectif que s'est fixé EDF est aujourd'hui encore plus ambitieux, puisqu'il est qu'aucun intervenant ne dépasse 18 mSv par an.

Dès que la dosimétrie d'un intervenant atteint 16 mSv/an, un dispositif de concertation est déclenché. En accord avec l'employeur et le médecin du travail, le salarié se voit proposer des travaux moins exposés.

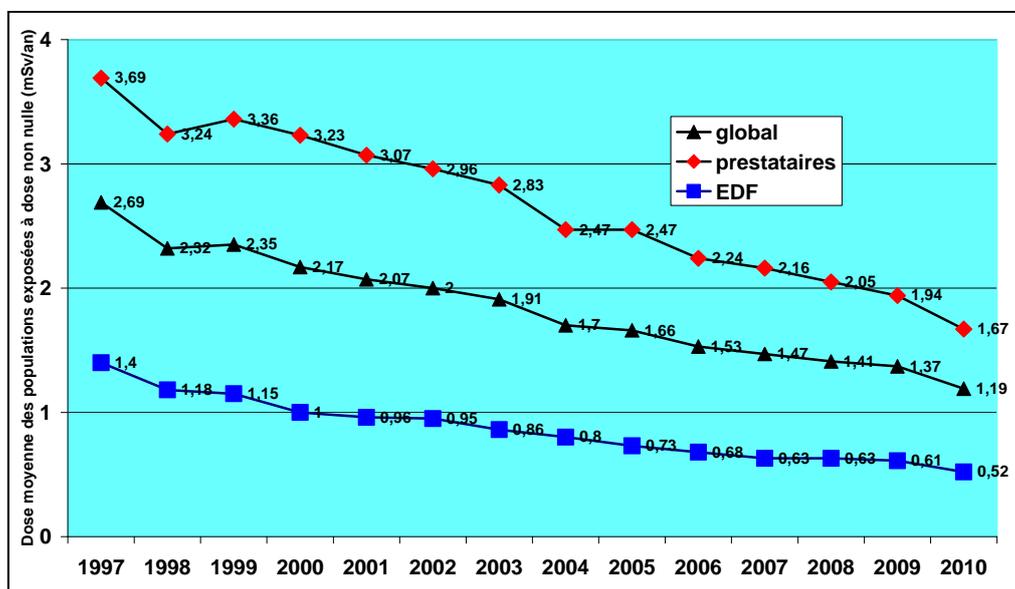
Ce seuil pourra être revu à la baisse dans les mois à venir.

7.1.4.5.3 Dose reçue par les intervenants

La dose moyenne reçue par les intervenants qui sont exposés est en constante décroissance. Enregistrés nationalement et contrôlés par une autorité indépendante d'EDF, l'IRSN, les résultats des mesures montrent que la dose moyenne de la population exposée à dose non nulle est passée sur les sites nucléaires d'EDF pour les salariés prestataires de 3,69 mSv/an en 1997 à 1,67 mSv/an en 2010, pour une limite réglementaire fixée à 20 mSv/an.

Toutes populations confondues (salariés EDF et prestataires), la dose moyenne de la population exposée à dose non nulle est passée de 2,69 mSv/an en 1997 à 1,19 mSv/an en 2010.

Dose moyenne reçue par les intervenants sur le parc en exploitation par type de population : salariés prestataires, salariés EDF et population globale



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 les 20 mSv/an, et depuis septembre 2005, aucune n'a dépassé 18 mSv/an. En 2010, personne n'a dépassé 17 mSv/an, et seulement 3 intervenants ont reçu une dose supérieure à 16 mSv/an.

Enfin, en décembre 2010, le nombre d'intervenants ayant reçu une dose supérieure à 10mSv/an est descendu à 238 personnes.

7.1.4.5.4 Le cas des intervenants intérimaires et à contrat à durée déterminée (CDD)

La radioprotection des travailleurs intérimaires et en CDD, qui représentent 15 % des intervenants extérieurs en zone nucléaire, est encadrée par des règles plus restrictives que les CDI :

- ces travailleurs ne sont pas autorisés à intervenir en zones orange et rouge, (zones où le débit de dose est supérieur à 2 mSv/heure),
- ils bénéficient également d'une disposition particulière appelée «Prorata Temporis» qui fixe une limite de dose proportionnelle à la durée du contrat de travail. Grâce à cette obligation, la dosimétrie déjà reçue par un intérimaire n'a pas d'influence sur la dose qu'il peut encore recevoir lors d'un nouveau contrat.

Sur l'initiative d'EDF, les intervenants sous contrat à durée de chantier (CDC) et ayant moins de 6 mois d'ancienneté dans leur entreprise, sont soumis aux mêmes règles (interdiction d'accès aux zones orange et rouge, et prorata temporis) que les travailleurs intérimaires ou en CDD.

7.1.4.5.5 Dosimétrie par métier

EDF développe une vraie politique de diminution des doses individuelles avec comme conséquence une réduction continue des doses des travailleurs les plus exposés, et ce dans toutes les spécialités (calorifugeurs, mécaniciens, logistique nucléaire, soudeurs) et ceci, grâce à un travail en partenariat avec les entreprises prestataires.

Les métiers identifiés comme les plus exposés aux rayonnements ionisants (calorifugeurs, soudeurs, mécaniciens et personnels de logistique nucléaire) font l'objet d'un suivi particulier pour garantir la maîtrise de leur dosimétrie. Parmi ces métiers, 7 personnes ont dépassé le seuil de 16 mSv en 2009, et 3 personnes en 2010, mais toutes sont restées en dessous de 18mSv et donc sous le seuil réglementaire fixé à 20 mSv/an

Spécialité	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Calorifugeur	5,74	5,86	4,32	3,84	3,60	3,31	3,09	3,20	2,88
Soudeur qualifié	3,33	3,08	2,65	2,75	2,32	1,77	1,86	1,89	1,68
Mécanique, Chaudronnerie	3,09	2,93	2,48	2,47	2,22	2,08	2,09	1,94	1,61
Contrôle Technique, Inspection	1,94	2,01	1,85	1,99	2,03	1,95	2,12	1,99	1,79
Électricité, Automatismes	0,93	0,87	0,89	1,03	0,86	1,01	1,05	1,03	0,92
Logistique chantier, Échafaudage	2,90	2,75	2,54	2,33	2,12	1,96	1,91	1,78	1,55

7.1.4.5.6 La certification CEFRI

La certification CEFRI des entreprises constitue pour EDF une garantie que les entreprises prestataires ont bien pris en compte les enjeux de radioprotection, et qu'elles ont intégré la nécessité d'une analyse préalable des conditions d'intervention. Cette certification est imposée unilatéralement par EDF depuis 2001. Chaque entreprise est auditée une fois par an. Les auditeurs vérifient en particulier que l'entreprise met systématiquement en œuvre l'exigence réglementaire d'«optimisation dosimétrique» (recherche permanente de diminution de la dosimétrie).

7.1.4.6 La sécurité du personnel des entreprises prestataires

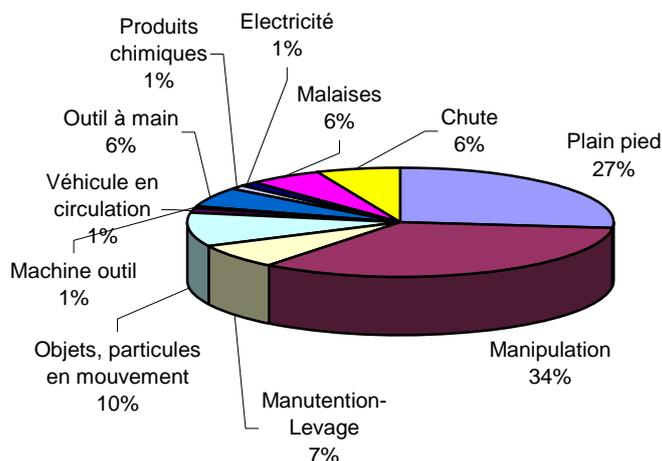
7.1.4.6.1 Résultats

Des efforts constants de prévention des risques ont permis de diminuer régulièrement le taux de fréquence des accidents du travail, qui est de 4,0 accidents par million d'heures travaillées en 2010 pour l'ensemble des salariés d'EDF et des entreprises prestataires.

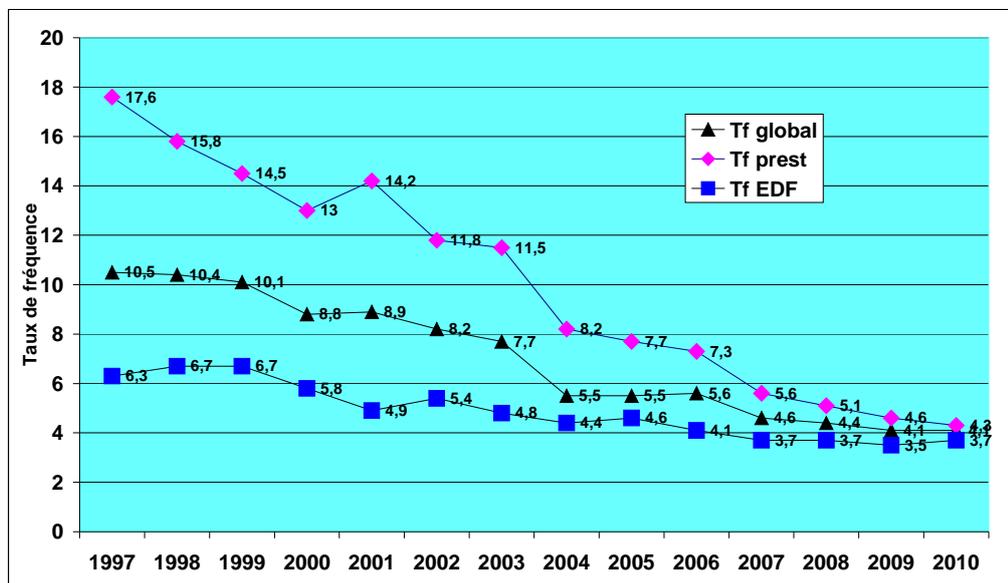
La courbe ci-après présente l'historique de ces résultats pour les salariés de la Division Production Nucléaire d'EDF et des entreprises prestataires de cette Division.

La majorité des accidents constatés est due à des chutes de plain-pied, à des chocs ou à des douleurs liées à des opérations de manutention. Très peu d'accidents sont liés aux risques industriels, tels que des brûlures provoquées par la vapeur, des électrocutions, etc.

Typologie des accidents prestataires 2010



Cette amélioration régulière des résultats depuis plus de dix ans est le fruit de nombreuses actions de formation à la prévention des risques et de sensibilisation des intervenants, mais aussi de mesures prises par EDF et les entreprises prestataires sur la qualité et l'environnement des chantiers.



7.1.4.6.2 Politique de Prévention appliquée

EDF développe depuis de nombreuses années des programmes d'actions visant à améliorer les conditions de travail, la sécurité et la prévention des risques des salariés des entreprises prestataires dans le cadre de leurs interventions dans les CNPE.

La politique « Santé au travail », qui inclut la sécurité y compris chez les salariés des entreprises prestataires, est connue, adaptée aux différents métiers et contextes locaux, et contrôlée. Elle est complétée par des démarches d'amélioration de la Qualité de Vie au Travail.

Sur ces thèmes, les réglementations européennes et leurs déclinaisons dans les pays dans lesquels le groupe opère font l'objet d'une veille et d'actions de couverture des risques.

Cette politique Santé d'EDF a été associée à un plan d'actions, qui reprend les engagements de la politique soit :

- l'amélioration durable de la qualité de vie au travail et les conditions de travail,
- une priorité absolue à la maîtrise des risques « cœur de métier »,
- la mise en oeuvre de principes partagés entre EDF et ses partenaires.

Parmi toutes les actions déclinées en cohérence avec la politique du Groupe dans ce domaine, citons notamment :

- La mise en place sur chaque CNPE dès 2004 d'une Commission Inter-Entreprises sur la Sécurité et les Conditions de Travail (CIESCT).
- La rencontre régulière des 10 entreprises contribuant à 50% des accidents de salariés prestataires sur le parc nucléaire.
- La mise en place d'ingénieurs HSE (Hygiène Sécurité Environnement) dans les associations régionales d'entreprises prestataires, qui contribuent à la sécurité des salariés prestataires sur les CNPE. A ce jour, 14 ingénieurs HSE sont en poste (pour 10 en 2009). Un ingénieur HSE salarié d'association régionale est présent sur chaque CNPE, à temps plein ou à temps partagé entre plusieurs sites.
- Un accueil « sécurité » des intervenants prestataires, systématisé (a minima une fois par an) et homogène sur tous les CNPE.
- La détection et le traitement systématique des situations dangereuses relatives aux événements potentiellement graves, définis au travers de l'évaluation des risques et du retour d'expérience.
- EDF a mis en place un suivi particulier sur les risques prioritaires :
 - risques liés à la maîtrise des énergies à travers la consignation,
 - risques électriques,
 - risques d'anoxie,
 - risques liés aux manutentions mécaniques (levage),
 - risques de chute de hauteur

Pour ces risques, la Direction de la DPN demande aux sites de l'informer sur les événements, même s'ils n'ont pas eu de conséquence réelle, et d'en réaliser une analyse.

- L'encouragement des salariés prestataires à émettre des Propositions d'Amélioration de la Sécurité (502 en 2010, + 20 % par rapport à 2009).
- Un intéressement sécurité pour les salariés prestataires organisé sur 15 sites. Cette disposition consiste à distinguer sur chaque site et chaque semaine lors des arrêts de tranche une équipe de salariés prestataires pour sa performance en terme de sécurité.
- La délivrance d'un prix spécial « sécurité », décerné lors du Challenge DPN chaque année depuis 2008 aux entreprises les plus performantes dans ce domaine.
- Des chantiers-écoles des CNPE mis à disposition des prestataires autant que faire se peut.
- L'utilisation de toutes les opportunités pour développer la culture de prévention avec les entreprises prestataires.

La politique Santé du groupe EDF pose comme principe de base la connaissance par chacun, des risques « cœur de métier ». La nouvelle norme électrique NF C 18 510, tout comme la mise à jour associée du Recueil de Prescriptions au Personnel, seront prochainement l'occasion pour tous, salariés EDF et prestataires, de se réappropriier les exigences et les règles en matière de sécurité dans ses activités quotidiennes, mais aussi de partager sur les enjeux sécurité, pour continuer ensemble à améliorer les résultats sur les installations.

7.1.4.7 Accueil des salariés étrangers en matière de radioprotection, de sécurité et de suivi médical

Les entreprises prestataires et EDF veillent au respect de la réglementation pour tous les salariés, y compris ceux des sous-traitants. Les entreprises prestataires fournissent les justificatifs de respect de la réglementation au niveau de leurs salariés et ceux de leurs sous-traitants.

EDF s'engage à appliquer des exigences de même niveau envers les entreprises étrangères qu'envers les entreprises françaises et à appliquer des exigences de même niveau envers les intervenants étrangers qu'envers les intervenants français.

Dans le cas de la présence de salariés non francophones, les entreprises prestataires doivent désigner dans leurs équipes au moins une personne présente en permanence sur site pendant les interventions et maîtrisant à la fois le français et la langue des intervenants. Les documents que les intervenants utilisent sont rédigés dans une langue dont ceux-ci ont la maîtrise. Les entreprises prestataires prennent toutes dispositions pour que leur personnel soit à même de comprendre et de respecter les prescriptions de sécurité et de radioprotection, ainsi que les messages d'alarme exprimés en français.

7.1.4.8 Actions à long terme en vue d'améliorer les compétences

Afin d'aider les entreprises prestataires à professionnaliser leurs encadrants, à recruter et à fidéliser leur personnel, EDF réalise un certain nombre d'actions en lien avec ces entreprises telles que :

- la mise en place d'une académie des encadrants prestataires,
- la construction au sein de l'Education Nationale d'une filière complète de formation à l'environnement nucléaire,
- la promotion des métiers du nucléaire.

7.1.4.8.1 Formation des encadrants prestataires

Cette formation qui porte le nom d' « académie des encadrants prestataires » d'une durée cumulée de 9 jours vise à ce que les exigences multiples d'EDF soient parfaitement intégrées sur le terrain. Ce besoin a été exprimé tant par les entreprises prestataires que par EDF.

Cette académie a été construite avec et pour les entreprises prestataires avec l'appui de l'Education Nationale : le Lycée André Malraux de Montereau, pour les dossiers pédagogiques et le fil rouge et l'Ecole Normale Supérieure de Cachan, pour l'aspect méthodologique.

Cette formation cible l'ensemble des encadrants de toute ancienneté avec, en priorité, les encadrants de terrain.

Cette formation permet aux stagiaires d'acquérir les connaissances, compétences et savoir-faire pour encadrer leurs équipes sur les sites nucléaires, s'appropriier et transmettre à ces équipes la culture nucléaire, ses enjeux et les exigences associées, et intégrer les différents champs de la relation avec l'exploitant.

Lancée en octobre 2008, cette académie avait formé fin 2010, 312 encadrants. L'objectif est de former annuellement 200 encadrants.

7.1.4.8.2 Construction d'une filière de formation à l'« environnement nucléaire » au sein de l'Education Nationale

EDF et les entreprises prestataires ont examiné ensemble l'offre de l'Education Nationale permettant d'assurer la formation de base des futurs prestataires.

Il est apparu que l'offre en baccalauréats professionnels et en BTS était satisfaisante pour les métiers techniques conventionnels (soudage, électricité, automatisme, mécanique ...) mais qu'elle était quasi-inexistante dans le domaine de la logistique nucléaire (« l'environnement nucléaire »).

C'est pourquoi, EDF et les entreprises prestataires ont proposé à l'Education Nationale de monter une filière de formation à l'environnement nucléaire.

La construction de cette filière a commencé par le Baccalauréat Professionnel «Environnement Nucléaire» créé en 2006 et qui forme des responsables d'équipes opérationnelles.

Celui-ci monte progressivement en régime :

- 1ère promotion (juin 2008) réalisée dans 4 lycées : 48 diplômés sur 58 candidats,
- 2ème promotion (juin 2009) réalisée dans 7 lycées : 58 diplômés sur 58 candidats,
- 3ème promotion (juin 2010) réalisée dans 8 lycées : 86 diplômés sur 92 candidats.

La totalité des 192 élèves diplômés a un emploi.

Cette filière se développe actuellement avec un BTS « Environnement nucléaire » qui a comme objectif de former dans ce domaine de futurs responsables de chantier ou chargés d'affaire et dont la création vient de faire l'objet d'un Arrêté publié au Journal Officiel du 9 juillet 2011.

Tout comme pour le Bac Pro, le dossier a été construit en commun entre l'Éducation Nationale, les entreprises et EDF. La première rentrée aura lieu en septembre 2011 dans 4 établissements : les lycées André Malraux de Montereau et Paul-Émile Victor d'Obernai, en formation par apprentissage, et les lycées Emulation Dieppoise de Dieppe et Blaise Pascal de Saint-Dizier, en formation initiale.

Par ailleurs, un besoin est apparu tant auprès des entreprises que d'EDF dans le domaine spécifique de la robinetterie nucléaire, pour lequel l'Education Nationale n'était pas initialement préparée. EDF a fourni de nombreux robinets et clapets aux lycées de Montereau, Saint-Dizier, Penly et Obernai. Ces établissements proposent tant aux salariés des entreprises prestataires qu'aux salariés d'EDF des formations débouchant sur des reconnaissances de capacités sur des matériels spécifiques. A ce jour 450 personnes ont bénéficié de ces formations, dont 315 sont salariés d'entreprises prestataires et 135 salariés d'EDF. Le flux annuel de ces formations est de 200 par an, en croissance.

7.1.4.8.3 Promotion des métiers du nucléaire

Cette opération portée par les entreprises avec le soutien financier d'EDF, vise à générer des embauches de qualité auprès des entreprises prestataires. Elle comprend 2 volets qui se renforcent mutuellement :

- La mise en ligne d'un site internet (www.le-nucleaire-recrute.com) valorisant les métiers et proposant des contacts avec les entreprises qui embauchent : 210 000 visites au 1.06.11 depuis son lancement.

La réalisation de forums pour l'emploi : 2 en 2009 à Metz et à Valence, 6 en 2010 à Bordeaux, Dunkerque, Mulhouse, Tours, Rouen & Lyon. 5 sont programmés en 2011 dont ceux de Cherbourg et Orléans qui se sont tenus au 1^{er} semestre. Près de 6500 visiteurs se sont rendus à ces forums, 5000 curriculum vitae ont été rassemblés par les entreprises et près de 450 embauches ont été conclues à court terme.

7.1.5 SURVEILLANCE DES ACTIVITES SOUS-TRAITEES

La finalité de la surveillance des prestations exercée par les CNPE est de donner l'assurance que les exigences notifiées aux entreprises prestataires sont respectées.

Cette surveillance couvre tous les aspects de la prestation : l'impact sur la sûreté nucléaire (y compris l'état des installations et l'incendie), la qualité, l'aspect technique, la radioprotection, la sécurité, le respect de la réglementation en vigueur et l'environnement. Elle assure la constitution du retour d'expérience et son exploitation.

La surveillance est directement contributive à la sûreté nucléaire des installations. C'est la raison pour laquelle elle est encadrée par des procédures rigoureuses et que son exercice est réglementé et contrôlé par l'Autorité de Sûreté Nucléaire.

Plus précisément, la surveillance s'inscrit dans le cadre de l'Arrêté Qualité du 10 Août 1984 qui définit les exigences portant sur la surveillance des prestataires réalisant des Activités Concernées par la Qualité confiées par EDF.

Celui-ci précise dans son article 4 que « *l'exploitant exerce ou fait exercer sur tous les prestataires une surveillance permettant de s'assurer de l'application par ceux-ci des dispositions notifiées* ». Et en particulier « *il veille à ce que les biens ou services fournis fassent l'objet de contrôles permettant de vérifier leur conformité à la demande* ».

La surveillance complète les lignes de défense mises en œuvre en amont par l'entreprise prestataire :

- le geste technique réalisé par le professionnel qui est à la base même de la qualité finale,
- l'auto-contrôle que ce professionnel exerce sur sa propre activité,
- le contrôle technique adapté réalisé par une personne différente. Pour une intervention donnée, celui-ci est de la responsabilité de l'entreprise intervenante et fait explicitement partie de la prestation.

La surveillance s'effectue donc par sondage et sa mise en œuvre fait l'objet d'une organisation spécifique.

La surveillance ne s'exerce pas sur les activités des prestataires qui agissent pour le compte d'une autorité réglementaire (cas des organismes notifiés agissant dans le cadre du contrôle en service ou de l'évaluation de conformité des équipements sous pression par exemple).

7.1.5.1 Cadre de la surveillance

La surveillance vise à identifier, au plus tôt, les situations potentiellement préjudiciables à la qualité, à réduire la probabilité de non-conformité et à permettre une remise en conformité dans les meilleures conditions de qualité et de délai. Elle s'effectue par sondage et ne doit pas être confondue avec le contrôle technique.

Elle est, pour EDF, un maillon important de la constitution et de l'exploitation du Retour d'Expérience (REX) des interventions.

Elle contribue directement à l'actualisation de l'évaluation de l'entreprise intervenante et permet notamment de s'assurer de la pertinence de la qualification de celle-ci dans la durée.

A cet effet, le résultat de la surveillance est notamment formalisé au travers des fiches d'évaluation de la prestation (FEP).

7.1.5.2 Organisation de la surveillance

Chaque site nucléaire d'EDF met en place les dispositions adaptées pour surveiller les activités effectuées par les entreprises prestataires et en tirer les enseignements.

L'organisation mise en place précise les responsabilités et les documents attendus (programme et rapport de surveillance).

La surveillance d'une prestation est confiée à un Chargé de Surveillance, dont la mission ainsi que les modalités de sa professionnalisation sont décrites dans l'organisation.

Le Chargé de Surveillance peut faire appel à des appuis techniques pour l'aider à définir la surveillance nécessaire ainsi que pour réaliser des actions de surveillance, notamment lorsque celles-ci font appel à des compétences spécifiques ou des matériels rares. C'est le cas par exemple de la surveillance des examens non destructifs, qui sont des activités spécialisées.

Au final, le Chargé de Surveillance formalise le résultat de sa surveillance par une évaluation de la prestation.

7.1.5.3 Activités du Chargé de Surveillance

Avant la réalisation de la prestation, le Chargé de Surveillance prend connaissance du référentiel propre à l'intervention et des exigences contractuelles correspondantes. Il élabore le programme de surveillance sur la base des exigences déterminées à partir des analyses de risques préalables et complétées par des exigences spécifiques (situation du prestataire, retour d'expérience...). Il s'entoure, autant que de besoin, de compétences spécialisées, notamment lorsque cela est nécessaire pour couvrir l'ensemble des champs technique, qualité et sécurité-radioprotection.

Lors de la réalisation de la prestation, le Chargé de Surveillance :

- réalise ou fait réaliser les actions de surveillance conformément au programme de surveillance,
- s'assure de la traçabilité des actions de surveillance réalisées,
- ajuste la surveillance lorsque les conditions de réalisation de l'activité évoluent (contexte, volume...),
- prend les mesures en cas de non-conformité aux exigences contractuelles. En particulier, le Chargé de Surveillance fait évoluer, si nécessaire, le programme de surveillance au regard de l'enjeu des non-conformités rencontrées (nature et nombre de constats de surveillance à réaliser).

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,
- achève la rédaction du rapport de surveillance.

7.1.5.4 Programme de surveillance, actions de surveillance et rapport de surveillance

Le programme de surveillance est un document opérationnel, support de l'activité du Chargé de Surveillance.

Ce programme résulte des analyses de risques préalables et module en conséquence le taux de sondage et le type d'actions de surveillance aux enjeux.

Une action de surveillance a pour objet de s'assurer du respect d'une exigence notifiée à l'entreprise prestataire et de la maîtrise de la qualité de l'intervention. Le résultat d'une action de surveillance fait l'objet d'un enregistrement et d'une information de l'entreprise prestataire.

Les actions de surveillance sont de deux natures :

- Les actions de surveillance programmées :
 - portées à la connaissance de l'entreprise prestataire en amont de la réalisation. Elles font l'objet d'un point de notification apposé dans le document de suivi de la prestation,
 - prévues par EDF, mais inconnues de l'entreprise prestataire jusqu'à sa mise en œuvre.

- Les actions de surveillance non programmées initialement, insérées dans le programme de surveillance au cours de la prestation. Elles sont motivées par :
 - Le REX issu des premiers constats faits en cours de prestation (en particulier, en cas de détection d'écart ou de défaillance de la part de l'entreprise prestataire),
 - L'évolution du contexte de réalisation de l'activité.

Le rapport de surveillance, dont la rédaction s'achève à l'issue de la prestation, est constitué du programme de surveillance renseigné, des éventuelles fiches d'action de surveillance renseignées, du compte-rendu ou des références des réunions importantes au regard du déroulement de la prestation, des défaillances notables des prestataires ainsi que de leur traitement, et de la référence des documents d'évaluation réalisés. Ce rapport est archivé.

7.1.5.5 Professionnalisation et compétences des acteurs

La mission de surveillance est confiée à des personnes dont le profil et le niveau de compétences sont en adéquation avec la prestation à surveiller.

Les chargés de surveillance sont spécialement formés et professionnalisés pour réaliser les activités attendues.

Leur professionnalisation est décrite dans un document précisant en particulier les niveaux attendus en termes de compétences techniques et de compétences méthodologiques spécifiques à la surveillance.

Ces compétences sont évaluées et tracées.

7.1.5.6 Cas des sous-traitants des entreprises prestataires

L'entreprise prestataire titulaire du contrat reste en permanence responsable devant EDF du respect des exigences qui lui ont été notifiées, qu'elle fasse ou non appel à la sous-traitance. Il est donc de sa responsabilité de s'assurer que ses sous-traitants les respectent. De ce fait, elle exerce un suivi de ses sous-traitants.

La surveillance d'EDF porte également sur ce suivi et sur les activités réalisées par ces sous-traitants.

Depuis mi-2011, EDF établit systématiquement une fiche d'évaluation de la prestation (FEP), pour chaque sous-traitant de ses prestataires titulaires de marché, dès lors que ce sous-traitant est défaillant. Si ce sous-traitant est une entreprise qualifiée, EDF le sanctionne au titre de sa propre qualification.

S'il n'est pas qualifié, l'instance de qualification adresse aux entités donneurs d'ordre et à la Direction des Achats un courrier d'alerte, mettant en exergue les défaillances de l'entreprise. Elle tient à jour, au fil de l'eau, la liste des sous-traitants défaillants non-qualifiés, à la disposition des unités utilisatrices.

7.1.6 CONCLUSION

Les conditions dans lesquelles EDF sous-traite des activités dans le cadre de la maintenance des centrales nucléaires de son parc en exploitation permettent donc de garantir que cette sous-traitance est compatible avec la pleine responsabilité de l'exploitant en matière de sûreté nucléaire et de radioprotection :

- La politique industrielle d'EDF précise, pour chaque segment industriel, ce qui relève du faire ou du faire faire, ainsi que la stratégie vis-à-vis du tissu industriel en fonction des enjeux du segment en termes de sûreté nucléaire et de disponibilité des ouvrages.
- Le système de qualification mis en place par EDF garantit que les entreprises prestataires ont bien les ressources, les moyens et les compétences nécessaires pour concourir aux marchés passés par EDF.
- La passation des marchés est effectuée dans le cadre d'un système transparent, qui laisse désormais une large place à la mieux-disance.
- Les cahiers des charges préparés par EDF incluent toutes les exigences pour les champs techniques, qualité, sûreté nucléaire et radioprotection.
- Seules les offres répondant aux exigences des cahiers des charges sont retenues pour les discussions commerciales, et les offres dont les prix sont considérés comme anormalement bas sont également éliminées.
- Les prestataires doivent justifier de formations préalables obligatoires avant leur intervention sur site.
- Les activités des entreprises prestataires sur les CNPE sont suivies et accompagnées par les équipes du site avant et pendant l'arrêt : préparation, réunion d'enclenchement, réunions de levées de préalables, réunions régulières sur site, Directoires avec la Direction du CNPE. Elles sont incluses dans le processus de retour d'expérience.

- La radioprotection fait l'objet d'études, dès la conception des interventions, dans le but de réduire la dosimétrie. La dosimétrie de tous les intervenants, qu'ils soient prestataires ou EDF, fait l'objet d'un suivi continu.
- Les programmes de surveillance définis par EDF, ainsi que la surveillance des activités effectuées par les entreprises prestataires, permettent de s'assurer que les prestations sont effectuées avec le niveau de qualité demandé. Le suivi, et plus particulièrement le renouvellement de la qualification des entreprises, est effectué au travers des évaluations des prestations réalisées par les chargés de surveillance.

Des axes d'amélioration sont néanmoins d'ores et déjà envisagés, pour tenir compte notamment des recommandations formulées dans le rapport « Roussely » sur l'avenir de la filière française du nucléaire civil ainsi que dans le rapport d'étape sur la sécurité nucléaire émis en juin 2011 par l'Office Parlementaire d'Evaluation des Choix Scientifiques et Technologiques :

- EDF envisage de **limiter à 3 les niveaux de sous-traitance, et ce dès le stade de l'appel d'offres**. Chaque titulaire d'un marché signé avec EDF ne pourra ainsi s'autoriser que deux niveaux de sous-traitance. Ces dispositions ne modifieront pas les dispositions déjà en vigueur pour le contrôle des sous-traitants (accord d'EDF sur les sous-traitants, dispositions relatives à la qualification des titulaires et aux contrôles de leurs sous-traitants, surveillance par EDF des activités confiées aux sous-traitants des titulaires).
- EDF envisage de **rendre plus contraignantes les dispositions figurant dans la Charte de progrès et de développement durable signée en 2004 entre EDF et 13 organisations professionnelles représentant les entreprises prestataires, ainsi que les avancées résultant du projet MOPIA, eu égard notamment aux conditions de travail des entreprises prestataires et de leurs salariés**. Ce renforcement pourrait consister en une contractualisation de ces dispositions par l'introduction d'un « cahier des charges social » dans les appels d'offres et les marchés, qui reprendrait ces dispositions.

7.2 EVALUATION COMPLEMENTAIRE DE SURETE (ECS) VOLET « PRESTATAIRES » FLAMANVILLE 1-2

7.2.1 CHAMP DES ACTIVITES CONFIEES A DES ENTREPRISES PRESTATAIRES

Le CNPE de Flamanville 1 2, tout en s'inscrivant dans la politique industrielle de la DPN, bénéficie d'un tissu industriel essentiellement tourné vers l'industrie nucléaire via les autres grands donneurs d'ordre que sont AREVA La Hague et DCN-S.

Une trentaine d'entreprises réalise la plus grande partie des prestations du CNPE, en premier lieu sur des marchés à envergure nationale tels que la Prestation Intégrée Cuve (PI Cuve), la maintenance des pompes primaires et des Groupes Turbo-Alternateurs (GTA), la robinetterie, la logistique nucléaire (Prestation Globale d'Assistance Chantiers), le gardiennage et l'accueil.

Les marchés à envergure régionale - associant les quatre CNPE situés sur la plaque Manche/Mer du Nord -concernent le soudage, la prestation intégrée de maintenance électrique, la maintenance des machines tournantes et des moyens de levage, la détection incendie, la métrologie, la métallerie, l'éclairage, la maintenance des portes, la peinture et des marchés-cadre d'assistance technique « métier ».

Les autres marchés (50% en nombre) sont issus de consultations locales.

Le CNPE de Flamanville 1 & 2 travaille principalement avec les entreprises suivantes, classées par segment industriel :

segment industriel	Entreprise	Nature des travaux
soudage-robinetterie	FIVES NORDON	Travaux de soudage / CND Chaudronnerie
	SGS QUALITEST INDUSTRIE	contrôles non destructifs, cartographie annuelle des débits de dose des locaux
prestation intégrée Cuve	TUNZINI MN	Ouverture-fermeture CUVE
mécanique-robinetterie- machines tournantes	FOURE LAGADEC	Préparation arrêt de tranche robinetterie
	CMI SERVICES (MAINTENANCE NORD)	Multi-spécialités OEEI Affaires générales Métallerie
	ENDEL GDF-SUEZ	Maintenance mécanique machines tournantes Usinage sur site
	REEL SAS	Maintenance ponts roulants et levage, pose points d'ancrage, ...
	STII	Maintenance robinetterie TEM
logistique	EURALOG AGENCY	Prestations accueil physique et téléphonique
	KAEFER WANNER	Pose et dépose d'échafaudage/calorifuge Maintenance des portes et portails Métallerie
	MAINCO	Prestation de gestion de magasin et de service associé au matériel stocké
	NORMANDIE VOYAGES	Transport de personnes par autocar : navettes internes et externes
	SECURITAS	Gardiennage du CNPE
	SIN & STES	Nettoyage des locaux et des vitres - Petit entretien technique - Service de proximité
	TECHMAN INDUSTRIE	Prestation globale d'assistance chantier (PGAC)
génie civil	VEOLIA PROPRETE	Collecte et transport des déchets
	PREZIOSO TECHNILOR	Prestation de peinture
Electricité-contrôle commande	CEGELEC OUEST	Eclairage, projet OEEI
	INEO ANC	Maintenance des moteurs, des tableaux et des batteries Travaux électriques
	SPIE NUCLEAIRE	détection incendie travaux électriques
Assistance technique	ASSYSTEM ENGINEERING & OPERATIONS SERVICES	Assistance technique maintenance mécanique robinetterie chaudronnerie, planification, ingénierie, assistance projet...
	ARDATEM	Assistance technique domaine électro-mécanique
	SNEF	Assistance technique maintenance, projet OEEI, projet TRICE, ingénierie, assistance projet

7.2.1.1 Communication des entreprises avec le CNPE

7.2.1.1.1 Rencontres individuelles

Tous les 12 à 18 mois, des rencontres ont lieu entre les principales entreprises, la Direction du CNPE (Responsable Politique Industrielle a minima) et le métier concerné. Tous les champs de la relation entre EDF et les entreprises prestataires y sont abordés : retour d'expérience et évaluation des prestations, respect des exigences, actions et performance en sécurité et radioprotection, logistique mise à disposition par le CNPE, conditions de vie...

Un compte-rendu en est dressé et diffusé aux entreprises.

7.2.1.1.2 Rencontres collectives

Au-delà de l'accueil sécurité de tous les intervenants prestataires (information aux intervenants sur les consignes de sécurité particulières sur le CNPE), de nombreuses instances régulent au plus près la relation entre le CNPE et les encadrements respectifs des prestataires :

- réunions mensuelles Tranche en Marche sur la co-activité, sécurité, radioprotection, logistique, animées par la cellule Plans de Prévention et présidées par un représentant de la Direction ;
- réunions hebdomadaires pendant les arrêts de tranche, consacrées à la sécurité et la radioprotection animées par l'Ingénierie Prévention des Risques, le projet

Arrêt de Tranche et la cellule Plans de Prévention, en présence d’au moins un représentant de la Direction du CNPE ;

- forum arrêt de tranche avant chaque arrêt pour maintenance, avec des travaux sur le retour d’expérience, l’application de tous les champs d’exigences et une séquence de réponse aux questions des prestataires ;
- réunion annuelle d’une journée consacrée au renouvellement des plans de prévention Tranche en Marche avec les délégataires sécurité des entreprises ;
- réunion d’une journée consacrée aux plans de prévention avant chaque arrêt de tranche avec les délégataires sécurité des entreprises ;
- réunion quotidienne consacrée à la logistique pendant les arrêts de tranche, mettant en relation les prestataires de logistique et d’assistance chantiers et les représentants métier EDF pour fluidifier l’organisation au plus près des activités ;
- trois Commissions Inter Entreprises Sécurité et Conditions de Travail (CIESCT) par an.

7.2.1.1.3 Partenariats particuliers

Un projet de mutualisation est engagé entre les CNPE de Flamanville 1&2 et Flamanville 3, sur le champ de l’usinage (site et hors site), pour fidéliser l’entreprise prestataire sur le moyen et long terme.

Deux partenariats « productivité » ont été engagés sur la robinetterie et la Prestation Globale d’Assistance Chantier. Ils visent à valoriser les initiatives des entreprises extérieures sur le champ de la performance des contrats.

7.2.1.2 Appel au tissu local

Si le tissu industriel du Nord-Cotentin, organisé principalement autour de l’industrie nucléaire, n’est pas d’une grande densité, EDF Flamanville a néanmoins développé des relations fidélisées avec un certain nombre d’entreprises locales. Leur proximité et leur savoir-faire sont valorisés, moyennant un accompagnement particulier pour les plus récents. Neuf se détachent particulièrement :

Entreprise	Nature des travaux	Adresse
A+ METROLOGIE	Etalonnage, vérification, maintenance préventive et corrective des matériels de métrologie	CHERBOURG OCTEVILLE
CERAP	Contrôle technique de radioprotection des sources et voiries, assistance technique RP	CHERBOURG OCTEVILLE
EUROSCRIPT	Gestion production documentaire	CHERBOURG OCTEVILLE
IMEX	Assistance Technique	CHERBOURG OCTEVILLE
LEHOUX	Pompage nettoyage, transfert et traitement des fluides, curage des rivières	LA GLACERIE
OTECMI S.A.	CND sur travaux de tuyauterie et chaudronnerie	EQUEURDREVILLE
REEL SAS	Maintenance ponts roulants, points d’ancrage	BEAUMONT HAGUE
TCC	chaudronnerie	TOURLAVILLE
TPC	Travaux de gros œuvre / Génie civil	TOURLAVILLE

Sur le segment tertiaire, des partenariats sont noués par des marchés-cadre dans les domaines de l’audiovisuel (création, production, diffusion), des experts assermentés, la mécanique auto, le conseil en formation, les fournitures administratives, la communication, la quincaillerie, les transports et déménagements, le matériel audio-

vidéo, le stockage hors site, les petits travaux immobiliers, les analyses biologiques, le commerce et la restauration...

7.2.1.3 Maîtrise globale du processus politique industrielle et relations prestataires

Le Directeur Performance Economique (DPE), appuyé par le Responsable Politique Industrielle et le Correspondant Achat d'Unité, pilote pour la Direction du CNPE la politique industrielle, les achats et les relations avec les prestataires. La revue du processus se fait au travers du Comité Ressources, intégrant ces trois dimensions.

Le pilotage de la politique industrielle locale par segment industriel est opérationnel depuis 2010, en lien avec les correspondants des services et le projet d'Arrêt de Tranche (le projet Tranche en Marche y sera associé en 2011). Le retour d'expérience, les orientations du CNPE en matière de faire et de faire-faire, de découpage ou de regroupement des périmètres d'intervention, de stratégie d'achat... sont passés en revue. La mise à jour de ce document est annuelle.

Les CNPE de Flamanville 1& 2 et de Flamanville 3 travaillent ensemble sur le thème des prestataires locaux dans le pôle d'excellence nucléaire normand NUCLEOPOLIS, dont EDF est co-fondateur avec les deux autres grands donneurs d'ordre AREVA et DCNS. Dans le cadre du groupe de travail Entreprises de ce pôle, une liste commune de fournisseurs a été capitalisée. La deuxième étape consistera à valoriser les différents savoir-faire des entreprises, leur donner une meilleure visibilité et contribuer ainsi à leur pérennité.

7.2.2 MODALITES DE CHOIX DES PRESTATAIRES

Sur ce thème, le CNPE de Flamanville 1 & 2 se conforme aux dispositions nationales. Ne seront décrites ci-après que les pratiques locales.

7.2.2.1 Les contrôles réalisés lors de la réunion de levée de préalables à l'arrivée des intervenants

A l'accueil du CNPE, les habilitations des intervenants sont contrôlées avant délivrance du badge d'accès aux installations. Lors des réunions d'enclenchement et des réunions de levée des préalables prévues avant le début des interventions, les Chargés d'Affaire et/ou Chargés de surveillance contrôlent les organigrammes des équipes et les carnets d'accès individuels détaillant les formations suivies par les intervenants.

Ces réunions font une revue des enjeux et exigences selon une trame unique gérée par le système Qualité du CNPE. Les éléments suivants sont ainsi particulièrement examinés :

- Exigences du Cahier des Charges,
- Autorisations nécessaires (pontiers, caristes...),
- Qualification spécifique pour l'activité (examens non destructifs...)

- Formations :
 - Pratiques de fiabilisation dans le projet performance humaine,
 - Assemblages boulonnés,
 - formations incendie

Si elle n'a pas été déclarée à la signature du contrat, la sous-traitance est identifiée dès la réunion d'enclenchement ou de levée des préalables.

Au cours de l'exécution des prestations, les Chargés d'Affaires s'assurent de la mise à jour des organigrammes des équipes, notamment lors des renforts déclenchés, suite à aléa. Une éventuelle cascade de sous-traitance est ainsi clairement identifiée.

7.2.2.2 L'identification et l'accompagnement des primo-intervenants

Les « primo-intervenants », justifiant de moins de six mois d'expérience en CNPE, sont identifiés par les Chargés de Surveillance lors de la Réunion d'enclenchement ou de Levée des préalables. Le titulaire de la commande est alors tenu de présenter au Chargé de Surveillance les actions d'accompagnement de ces salariés.

Sur les activités identifiées comme « sensibles » par le projet d'arrêt de tranche, au titre des conséquences potentielles de non-qualités de maintenance, chaque programme de surveillance intègre des points de surveillance spécifiques à cet accompagnement : contrôle et suivi des salariés primo-intervenants, surveillance de la relève en travaux postés, surveillance renforcée de la levée des points d'arrêt liés au contrôle technique, évolutions d'organigramme de chantier.

7.2.2.3 Identification de la sous-traitance de rang 2 et plus

Le CNPE de Flamanville 1&2 s'attache à maîtriser en temps réel la présence des entreprises sur site et d'éventuelles sous-traitances de rang supérieur à 1. La cellule Plans de Prévention établit et met à jour un tableau reprenant les principales caractéristiques des prestations et la sous-traitance des entreprises entre elles.

Cet outil permet au Responsable Politique Industrielle de contrôler la présence éventuelle de rangs de sous-traitance égaux ou supérieurs à 2. Les cas rencontrés de rang 2 sont exceptionnels (moins de 3% des prestations) et concernent des prestations ponctuelles, essentiellement d'assistance technique et de contrôles non-destructifs. Aucun cas de sous-traitance de rang 3 n'a été constaté depuis 2008.

7.2.3 CONDITIONS D'INTERVENTION ET RADIOPROTECTION DES INTERVENANTS

Depuis plusieurs années, le CNPE de Flamanville 1&2 s'emploie à améliorer significativement les conditions d'intervention et de vie de ses partenaires. Un plan d'action a été déployé en ce sens. Une organisation et des modes opératoires dans les métiers de la logistique sont pérennisés afin de capitaliser l'expérience acquise.

Une revue de la logistique est organisée avant les arrêts pour maintenance programmée. La qualité de la logistique est systématiquement abordée lors des réunions collectives et individuelles avec les Directions (chap 1-1-1) des entreprises prestataires, dont les salariés sont basés en permanence sur le CNPE.

7.2.3.1 Préparation des activités

En plus des préparations d'intervention faites lors des réunions d'enclenchement, les contrats régionaux prévoient des temps de préparation et de lissage d'activités avant l'intervention, permettant aux entreprises d'anticiper la co-activité et les ressources.

Dans le cadre de la préparation des arrêts de tranche, les Responsables Sous-Projet et les Responsables Métiers doivent rendre compte au chef d'Arrêt de l'état des préparations réalisées avec les titulaires de marchés.

7.2.3.2 Accueil et installation des entreprises prestataires

Les prestataires permanents (environ 300 personnes) sont pour la plupart installés dans un bâtiment qui leur est dédié, équipé de bureaux, vestiaires, lieux de détente et de restauration. Ils ont également la possibilité, dans la limite des places disponibles, d'utiliser les transports en communs EDF pour accéder au CNPE.

Depuis avril 2011, une Conciergerie propose des prestations de pressing (repassage, lavage de linge...), mise à disposition de paniers de fruits et légumes frais, réception de colis ou courriers recommandés, nettoyage de véhicules... Cette Conciergerie contribue également, dans le cadre des prestations proposées, au retour à l'emploi de personnes en difficulté sociale. (www.conciergerie-solidaire-cotentin.fr).

Les salariés des entreprises partenaires ont accès au restaurant Inter Entreprises du chantier EPR.

Des bornes WIFI disposées sur le site permettent à tous d'accéder gratuitement à Internet.

Pendant les arrêts de tranche, dès signature des contrats à J0-4 mois, le recensement des besoins en bureaux, vestiaires, liaisons informatiques et télécom, transport sur site et restauration collective est effectué.

Dans la mesure du possible, les arrivées des intervenants sont lissées et des ressources supplémentaires déployées pour réduire les temps d'attente à l'entrée.

Une permanence est disponible pour aider les intervenants dans leur recherche d'hébergement. L'offre de restauration rapide est complétée par une sandwicherie installée sur site, délivrant des plats chauds.

Des massages relaxants et des entrées gratuites à l'Espace Sauna & Jacuzzi de Flamanville sont également proposés pendant toute la durée des arrêts de tranche.

Le baromètre national DPN de satisfaction des entreprises prestataires (une centaine de questions posées à une centaine d'intervenants et encadrants), mesuré lors des arrêts de tranche, a montré une nette amélioration du taux de satisfaction, passé de 65% en 2009 à 76% en 2010. Les améliorations constatées portent principalement sur l'accueil, la préparation des interventions, la logistique chantier et tertiaire, la réduction des pertes de temps, le traitement des écarts. La sécurité, la radioprotection et l'environnement restent à un bon niveau.

Les axes de progrès principaux attendus sont les délais de délivrance par le CNPE des attestations de «régimes d'exploitation» nécessaires à la sécurité des interventions, l'implication des prestataires à la préparation des interventions, l'adéquation des douches et vestiaires.

7.2.3.3 Associer les entreprises prestataires aux enjeux EDF

Pour renforcer l'attractivité des contrats et la responsabilisation des entreprises vis-à-vis des performances des CNPE (enjeu collectif) et la qualité de leurs prestations (enjeu individuel), le projet MOPIA (Mettre en Œuvre une Politique Industrielle Attractive) de la Division Production Nucléaire a souhaité renforcer significativement l'intéressement individuel et/ou collectif des prestataires aux résultats sur les marchés nationaux, régionaux ou locaux.

Déclinée sur le CNPE de Flamanville 1 & 2, cette démarche s'applique aux marchés d'ouverture de capacités, tests de traversées enceinte, maintenance des capteurs, des soupapes, des moyens de levage, des ventilations, des portes et Prestation Globale d'Assistance Chantier (PGAC). Des montants significatifs ont été versés à ce titre sur les contrats PGAC et maintenance levage.

Lors des créations et renouvellements de contrats à enjeux, l'opportunité d'intéressement aux résultats (à la réalisation) et d'une mieux disance (à l'attribution) est étudiée.

Pour renforcer les liens de partenariat avec les prestataires majeurs, trois Directoires sont organisés : PGAC (5 / an), gardiennage (3 / an) et robinetterie (3 / an). Un Directoire Soudage - Chaudronnerie se tiendra à partir de 2012.

Un Challenge Sécurité hebdomadaire pendant les arrêts de tranche permet, depuis 2010, de reconnaître les performances et les bonnes pratiques des intervenants en matière de sécurité.

Une ingénieure Hygiène Sécurité Environnement du Groupement des Industriels Prestataires Nord Ouest (GIP-NO) a été nommée à Flamanville en avril 2011. Elle participe aux réunions de la CIESCT.

Elle a participé également à la rencontre nationale des Personnes Compétentes en Radioprotection (dont la 3ème édition s'est tenue à Flamanville le 30 mars 2011), aux réunions de Plans de prévention (PdP) et aux forums prestataires organisés avant les arrêts de tranche.

Les prestataires sont destinataires des supports de communication interne et externe du CNPE. Les activités sur lesquelles ils interviennent, leur métier, leurs conditions de vie... font l'objet de reportages publiés dans les supports du CNPE. Ils sont également associés aux manifestations locales de l'unité (fêtes de fin d'arrêt de tranche, St Eloi, tournois sportifs...).

7.2.4 LA SURVEILLANCE DES ACTIVITES SOUS-TRAITEES.

Le CNPE de Flamanville 1&2 s'inscrit dans la politique nationale de renouveau de la surveillance et bénéficie à ce titre de la dynamique du réseau des Chargés de Surveillance.

7.2.4.1 Organisation de la surveillance

Les emplois de Chargés de Surveillance sont gérés par les services. Avant les arrêts de tranche, ceux-ci établissent un plan de surveillance des prestations pour orienter les ressources. Pour chaque prestation le nécessitant, les Chargés de Surveillance établissent et font valider leurs programmes de surveillance selon une trame enregistrée dans le système Qualité du CNPE.

La production des Fiches d'Evaluation des Prestations (FEP), outil majeur de la surveillance, est pilotée par le Responsable Politique Industrielle. La remise de ce document fait l'objet d'un dialogue entre maîtrise d'ouvrage et entreprise, laquelle y fait enregistrer le cas échéant ses commentaires, qui sont transmis au niveau national.

Avec l'appui de l'Equipe Amélioration des Organisation de la DPN, un plan d'action défini début 2011 clarifie, en matière de surveillance, les rôles de chacun et structure les organisations dans les services de maintenance.

Les rôles de l'animation de la surveillance ont été précisés. Dans les Services, les Correspondants Surveillance sont identifiés. Un document annuel de retour d'expérience (national et local) des prestations et le cas échéant de renforcement de la surveillance est établi avec les Services. Sur cette base complétant les Analyses de Risques Métiers et Projets, les plans de surveillance permettent d'adapter les actions de surveillance et leur fréquence. Les référentiels documentaires sont en cours de mise à jour. A partir des emplois de Chargés de Surveillance et des besoins prévisibles, des cartographies des compétences Surveillance sont en cours de rédaction dans les Services pour améliorer dans la durée la gestion des compétences.

Point de départ de l'animation d'un réseau transverse des Chargés de Surveillance au CNPE de Flamanville 1&2, et en lien avec la démarche nationale d'animation, un séminaire associant une vingtaine de Chargés de surveillance a été organisé le 24 mars 2011, portant sur l'exercice du métier et les difficultés sur le terrain. Des propositions ont été recensées, et les décisions commencent à être mises en œuvre pour renforcer

la surveillance par une boucle d'amélioration continue. D'autres concertations avec les Chargés de Surveillance seront organisées, un deuxième séminaire est prévu avant fin 2011.

Il reste encore - sur la base de la cartographie des compétences - à identifier un Chargé de Surveillance référent pour le CNPE, point de contact du réseau national des Chargés de Surveillance. Le réseau local des Chargés de surveillance doit être animé durablement. Enfin, une revue du processus Surveillance des Arrêts de Tranche doit être organisée.

7.2.4.2 Partage du Retour d'Expérience et Traitement des Ecarts

Les écarts constatés lors des actions de surveillance sur le terrain sont tracés dans les fiches d'action de surveillance et traités en temps réel par les Chargés de Surveillance et les Chargés d'Affaires.

L'utilisation systématique des Fiches d'Evaluation des Prestations est l'occasion d'échanger avec les prestataires et de tirer un retour d'expérience de leurs interventions. C'est le cas notamment des prestataires permanents les plus importants, reçus régulièrement par la Direction (cf. §7.2.1.1.1 rencontres individuelles).

Le traitement des Non-Qualités de Maintenance constatées soit par la surveillance sur le terrain, soit par les impacts en terme de Sécurité et de Disponibilité, est collecté et caractérisé par le projet d'Arrêt de Tranche avec l'appui des Services. Cet élément de retour d'expérience est intégré dans les évaluations des entreprises. Il est surveillé nationalement par le projet NQME (Non-Qualités de Maintenance et d'Exploitation). Il alimente les programmes de surveillance renforcée d'entreprises impliquées dans les non-qualités, pour ne pas renouveler les écarts identifiés.

ANNEXE 1

CARTOGRAPHIE DES OPERATIONS SOUS-TRAITEES

Cette annexe a pour objet d'inventorier les opérations sous-traitées. Elle a été établie à partir des contrats en cours au 30 juin 2011.

Ces opérations sont regroupées en 3 familles :

- Les contrats récurrents nationaux et les contrats récurrents régionaux: Ceux-ci correspondent à des activités réalisées de façon fréquente sur le parc nucléaire. Ils sont passés soit au niveau national soit au niveau régional.
- Les contrats non-récurrents. Ceux-ci correspondent à des activités exceptionnelles comme la réalisation de modifications des installations.

Les principales entreprises titulaires des contrats en cours ont été précisées pour les marchés nationaux récurrents.

1. CONTRATS NATIONAUX RECURRENENTS

Examens non destructifs (END)

- Prestations Intégrées sur le Primaire des Générateurs de vapeur [Contrôle par courant de Foucault des tubes] (WESTINGHOUSE, INTERCONTROLE, CEGELEC)
- END réalisés manuellement (SGS QUALITEST INDUSTRIE, HORUS, CEP INDUSTRIE)
- Examen télévisuel des Plaques tubulaires de générateurs de vapeur (SRA SAVAC, WESTINGHOUSE)
- END des cloisons intérieures des générateurs de vapeur (WESTINGHOUSE)
- END de la cuve (INTERCONTROLE)
- END des grappes de contrôle de la réaction neutronique (INTERCONTROLE, CEGELEC)
- END de boulonnerie de cuves (INTERCONTROLE)
- Examen télévisuel des plaques entretoise de générateurs de vapeur (SRA SAVAC, WESTINGHOUSE)
- END des enveloppes de mécanismes de commandes de grappe (INTERCONTROLE)
- END des échangeurs (hors générateurs de vapeur) (CEGELEC)
- END des soudures de fonds de cuve (AREVA)
- END zones spécifiques de tuyauteries (Ligne d'expansion du pressuriseur ...) (WESTINGHOUSE, DOOSAN BABCOCK)
- END de zones sensibles de pressuriseurs (INTERCONTROLE)
- END des vis d'équipements internes des cuves (WESTINGHOUSE)
- END des soudures du circuit primaire (INTERCONTROLE)
- Examen télévisuel des joints des tubes guidant les grappes de contrôle (COMEX NUCLEAIRE, WESTINGHOUSE)

- END des tubes guidant les grappes de contrôle (INTERCONTROLE)
- Examen télévisuel des couvercles des fonds de cuve (COMEX NUCLEAIRE, SRA SAVAC)
- END zones spécifiques de tuyauteries [Système de contrôle volumétrique et chimique] (INTERCONTROLE)
- Ecoute Acoustique pour confirmation d'étanchéité de circuits (CEGELEC)
- Contrôle dimensionnel des guides de grappe de contrôle (CEGELEC)
- END des rotors Basse Pression des centrales 900 MW (COMEX NUCLEAIRE)
- END Rotors d'Alternateurs (ALSTOM, VINCOTTE)
- Examen télévisuel des couvercles de cuve (INTERCONTROLE)
- END de la ligne d'aspersion du pressuriseur (CEGELEC)
- Examen par courant de Foucault de l'état des tubes abritant l'instrumentation de mesures neutroniques (CEGELEC)
- Contrôles réglementaires des équipements sous-pression. (CTE, BUREAU VERITAS, AREVA, APAVE)
- END de supportage (CEGELEC)
- Contrôle fonctionnel des drains de piscine de désactivation (SRA SAVAC)

Process nucléaire

- Examen télévisuel lors des manutentions du combustible (WESTINGHOUSE, ENDEL, AREVA, TUNZINI)
- Remplacement de couvercle de cuve et de mécanismes de commande de grappe (AREVA)
- Maintenance des groupes moto-pompes primaires (AREVA JSMP JEUMONT, WESTINGHOUSE)
- Remplacement de tubes guides de grappe (AREVA)
- Remplacement de cannes chauffantes de pressuriseur (COMEX NUCLEAIRE)
- Maintenance des machines de serrage-desserrage de goujons de cuve (SIEMPELKAMP, SKF FRANCE)
- Remplacement de broches de guide de grappes (COMEX NUCLEAIRE)
- Réparation de Générateurs de Vapeur (AREVA)
- Remise en état du stand de pose des équipements internes de cuve (ENDEL)
- Opérations spécifiques sur les générateurs de vapeur précurseur (AREVA)
- Remplacement de pions de positionnement d'assemblages combustibles (AREVA)
- Réparation pressuriseur (AREVA)
- Contrôle et réglage des tirants des couvercles de cuve (DEVERS, TECH SUB INDUSTRIE ENVIRONNEMENT)
- Remise en état de traversées enceinte (AREVA)
- Maintenance du barillet de vapeur (AREVA)
- Extraction de goujons de cuve grippés (AREVA)

Electricité

- Remplacement de pôles de transformateurs (SIEMENS, JST, ABB, SMIT)
- Maintenance des systèmes de protection des installations (ASSYSTEM)
- Maintenance des systèmes de mesures radiologique (CANBERRA, MIRION TECHNOLOGIES, SAPHYMO)
- Maintenance des sondes de mesure des flux neutroniques (AREVA, COMEX NUCLEAIRE, TEMA)
- Maintenance des onduleurs non classés (EATON POWER QUALITY, SCHNEIDER ELECTRIC)
- Maintenance des disjoncteurs 6.6 kV (ALSTOM, SCHNEIDER ELECTRIC)
- Maintenance de matériels de laboratoire (PERKINELMER, CANBERRA, METROHM, AGILENT, SHIMADZU, ITEC, SARTORIUS)

Machines tournantes

- Maintenance des turbines et alternateurs (ALSTOM, JEUMONT ELECTRIC, SIEMENS)
- Maintenance des groupes frigorifiques (COFELY, DALKIA, CEGELEC)
- Maintenance de moteurs 6.6 kV en usine (SARELEM, CONVERTEAM)
- Maintenance de turbines à combustion (ROLLS ROYCE)

Chaudronnerie/robinetterie

- Maintenance des soupapes pressuriseur (WEIR POWER & INDUSTRIAL France, AREVA)
- Maintenance des dispositifs anti-vibratoires (BOUYGUES)
- Maintenance robinetterie générique (CMI, KSB, SDEL MULHOUSE)
- Marchés nationaux Constructeurs de soupapes (EMERSON)
- Marchés nationaux Constructeurs de robinetterie (DRESSER)
- Maintenance de tuyauteries et organes de robinetterie (FURMANITE, PRESTO FUITES)
- Remplacement clapets RIS (VELAN)
- Maintenance Vannes d'interception vapeur (CHPOLANSKY, WEIR POWER & INDUSTRIAL, ENDEL)

Logistique de production

- Surveillance de l'état microbiologique des eaux (CAPSIS, AJILON ENGINEERING, CARSO, SGS MULTILAB)
- Surveillance du milieu marin (AJILON ENGINEERING, CAPSIS)
- Contrôles Chimiques et Radio-Chimiques (MSIS, PRYSM LABORATOIRE ALGADE, ARMINES)
- Maintenance des dosimètres (SAPHYMO)
- Logistique associée aux épreuves hydrauliques (AREVA)
- Vérification du bon fonctionnement des filtres à iode (CERAP, ONECTRA, MSIS)

Contrôle commande

- Maintenance de la régulation de la turbine (ALSTOM)
- Maintenance du système de mesure des flux neutroniques (AREVA)
- Maintenance des automates chimiques (ELTA)
- Maintenance de matériels de spectrographie (ARIES)
- Maintenance de régulation "MICROREC" (ALSTOM)

Déchets et démantèlement

- Traitement de boues et de tartres (SOCIETE GIENNOISE D'ASSAINISSEMENT, SANIFA-ALIAS)
- Démantèlement des grappes (STMI)

Génie Civil des ouvrages

- Epreuves réglementaires d'étanchéité de bâtiments réacteur (SITES SA)

2. CONTRATS REGIONAUX RECURRENTS

Logistique de production

- Prestation générale d'assistance aux chantiers (PGAC)
- Maintenance des moyens de levage
- Nettoyage d'échangeurs et condenseurs
- Contrôle de l'étanchéité des traversées du Bâtiment Réacteur
- Préparation d'équipements pour contrôle réglementaire
- Inspection télévisuelle

Chaudronnerie/robinetterie

- Maintenance robinetterie et soupapes
- Prestations de soudage
- Ouverture/fermeture de composants de circuits hydrauliques et des générateurs de vapeur
- Maintenance des systèmes de ventilation industrielle
- Maintenance des supportages
- Analyses acoustiques et thermographiques

Génie Civil des ouvrages

- Peinture industrielle
- Maintenance courante
- Métallerie (Serrurerie, rambardes, huisserie métallique ...)
- Maintenance des portes industrielles et coupe-feu
- Contrôle réglementaire des appareils de levage et des appareils électriques
- Maintenance des équipements de sectorisation incendie
- Maintenance des ouvrages de prise d'eau

Machines tournantes

- Maintenance mécanique des machines tournantes (pompes ...)
- Prestations d'usinage

Electricité

- Maintenance Equipements électriques
- Maintenance des installations d'éclairage
- Etalonnage d'appareils de mesure
- Maintenance des dispositifs de détection incendie
- Maintenance des systèmes de contrôles d'accès

Contrôle commande

- Maintenance de l'instrumentation (Capteurs et modules de traitement du signal)

Déchets et démantèlement

- Nettoyage des circuits RRA, RCV, RPE et TEU
- Prestations de nettoyage industriel HP

3. CONTRATS NON RECURRENTS

Chaudronnerie

- Modifications de tuyauteries
- Modernisation du réseau incendie,
- Modifications de systèmes de ventilation, de filtration, et de désenfumage,
- Retubages de condenseurs,
- Changement de packings d'aéroréfrigérants,
- Remplacements de réchauffeurs
- Réparation / rénovation de réservoirs
- Rénovation de tambours filtrants
- Rénovation de stations de production d'eau déminéralisée
- Rénovation des parcs à gaz
- Remplacement de vannes, clapets et robinets spéciaux

Contrôle commande

- Modernisation et rénovation de systèmes de contrôle commande des tranches
- Maintenance et mise à jour des systèmes de contrôle commande (MCO)
- Modification des systèmes d'instrumentation
- Installation de nouveaux systèmes de mesure
- Rénovation d'armoires de contrôle commande
- Remplacements de capteurs

Gestion des déchets

- Conditionnement de déchets spéciaux
- Remise en conformité de colis

Electricité

- Remplacement de transformateurs
- Rénovation de postes électriques
- Rénovation des systèmes d'accès
- Modifications des câblages et des chemins de câbles
- Rénovation des systèmes de détection incendie
- Rénovation des systèmes de détection d'hydrogène
- Mise en condition opérationnelle de portiques de contrôle du personnel
- Modifications des systèmes de sonorisation

Génie civil

- Ouverture et fermeture de traversées
- Réfection de toitures et bardages
- Enlèvement de polystyrène entre les bâtiments
- Mise à niveau sismique des installations
- Amélioration de l'étanchéité des bâtiments
- Construction de bâtiments supplémentaires (par ex. pour l'entreposage des GV)
- Maintenance lourde des ouvrages (digues)
- Modifications des locaux pour améliorer la protection contre l'incendie
- Modification des stations de pompage
- Renforcement du scellement de certains matériels (passerelles, escaliers, pompes,...)
- Rénovation des parements des ouvrages
- Travaux de charpentes métalliques

Logistique

- Mise en place ou amélioration de stations de traitement d'eau (antitartre, chloration, monochloramine, systèmes UV, ...)

Machines tournantes

- Rénovation d'alternateurs
- Rénovation de turbines
- Remplacement de groupes de ventilation et de climatisation
- Rénovation de systèmes de manutention (en particulier, ponts polaires, ponts lourds, manutention combustible)
- Rénovation de systèmes de serrage-desserrage des goujons de cuve
- Rénovation des diesels

Process nucléaire

- Remplacement de Générateurs de Vapeur
- Entreposage de Générateurs de Vapeur
- Nettoyage chimique des Générateurs de Vapeur
- Extraction de tubes de Générateurs de Vapeur
- Modification des racks de stockage du combustible en piscine
- Remplacement de broches, vis, pions de centrage et diverses petites pièces
- Modification des automatismes des pompes primaires
- Modification des réservoirs d'injection de sécurité

RECS du CNPE de FLAMANVILLE 1-2

Chapitre 8

SYNTHESE ET PLAN D' ACTIONS

SOMMAIRE

8.1	INTRODUCTION	3
8.2	DEMARCHE ADOPTEE PAR EDF POUR REpondre AU CAHIER DES CHARGES DE L'ASN	4
8.3	RESULTATS DE L'EVALUATION POUR LE DOMAINE REGLEMENTAIRE DE SURETE	6
8.4	RESULTATS DE L'EVALUATION COMPLEMENTAIRE DE ROBUSTESSE AU-DELA DU DOMAINE REGLEMENTAIRE DE SURETE	7
8.5	CALENDRIER DES ACTIONS	10
8.6	RESULTAT DE L'EVALUATION POUR LE VOLET PRESTATAIRES	10
	ANNEXE : LISTE DETAILLEE DES ETUDES ET DISPOSITIONS COMPLEMENTAIRES ENVISAGEES	13

8.1 INTRODUCTION

Les enseignements directs à tirer de l'accident de Fukushima du 11 mars 2011 portent sur la robustesse des sites nucléaires vis-à-vis des aléas naturels (séisme et inondation en l'occurrence), à la fois en termes de **protection préventive des installations** contre ces aléas et de **maîtrise des situations accidentelles** qui, malgré tout, pourraient en résulter. Le volet socio-organisationnel et humain, tant pour les salariés EDF que pour les entreprises prestataires, est également un élément clef.

Dès le 30 mars 2011, EDF, dans son rôle d'exploitant responsable de la sûreté de ses installations, a exprimé à l'ASN sa première position vis-à-vis de ces enseignements. EDF informait l'ASN qu'il engageait sans délai, en premier lieu, une revue de conformité de ses installations aux mesures de protection déjà existantes. Le 5 mai 2011, après audition des principaux acteurs nucléaires français, l'ASN a fixé par décision le cahier des charges des Evaluations Complémentaires de Sûreté (ECS) à mener sur le parc français suite à l'accident de Fukushima, fixant la date du 15 septembre 2011 pour les rapports relatifs aux réacteurs de puissance en fonctionnement, en construction ou en projet.

La démarche de protection du parc français contre les aléas naturels est mise en œuvre depuis son origine. De plus, cette démarche de protection fait l'objet d'une réévaluation systématique à la hausse lors de chaque réexamen décennal de sûreté ou, si besoin, après un événement majeur (par exemple : après l'incident de 1999 sur le site du Blayais suite à la tempête). Dans ce cadre également, des moyens de maîtrise des accidents (y compris des accidents graves) ont été ajoutés au cours du temps. On appelle ci-après « **domaine réglementaire de sûreté** » l'ensemble de ces mesures de protection préventives des installations et de maîtrise des accidents.

Le cahier des charges des ECS (un rapport d'Evaluation par site) consiste :

- d'abord à **réanalyser l'ensemble du domaine réglementaire de sûreté actuel**, en identifiant les points à réexaminer sur les installations au regard de ces exigences et en déterminant si ce domaine présente des marges de sécurité suffisantes vis-à-vis des aléas en question,
- ensuite, **et c'est ce qui constitue une démarche nouvelle complémentaire par rapport à celle du domaine réglementaire de sûreté, à déterminer la robustesse des installations au-delà des exigences actuelles du domaine réglementaire de sûreté**, en poussant le raisonnement à ses limites : par exemple déterminer le comportement des installations une fois détruits ou défailants tous les moyens de protection des installations ainsi que tous les moyens de maîtrise des situations accidentelles engendrées. Cette robustesse doit être évaluée sans considération du caractère plausible ou non des aléas pouvant engendrer de telles défaillances ;
- et enfin, d'en déduire **des possibles mesures supplémentaires renforçant la robustesse des installations**.

L'évaluation porte, conformément au cahier des charges, sur les cinq thèmes cités dans la saisine de l'ASN par le Premier Ministre le 23 mars (séisme, inondation, perte des moyens électriques, perte des sources de refroidissement, gestion opérationnelle des situations accidentelles y compris accidents graves), auxquels a été ajouté le thème « Prestataires » à la suite de la consultation par l'ASN du HCTISN¹.

8.2 DEMARCHE ADOPTEE PAR EDF POUR REPONDRE AU CAHIER DES CHARGES DE L'ASN

Etablie avec comme référence l'état des installations au 30 juin 2011, la présente ECS s'appuie sur les atouts fondamentaux de la robustesse du parc nucléaire d'EDF, que sont :

- leur conception initiale (réacteurs à eau pressurisée) largement répandue au plan mondial et présentant une bonne robustesse intrinsèque,
- l'amélioration continue de la sûreté des installations opérée au fil des réexamens périodiques de sûreté, qui exploitent les apports très importants du retour d'expérience national et mondial et de l'amélioration des connaissances scientifiques et techniques,
- la standardisation du parc qui permet à tous les réacteurs de bénéficier de cette amélioration continue de sûreté de façon homogène et de cumuler un retour d'expérience en exploitation significatif (plus de mille années de fonctionnement cumulées sur l'ensemble des réacteurs EDF à ce jour),
- la qualité de l'exploitation des centrales (maintenance, conduite), avec notamment une préparation et un entraînement régulier et de haut niveau du personnel aux situations de crise éventuelles, tant au sein des organisations propres à chaque site qu'au plan national (Organisation Nationale de Crise en particulier),
- une organisation industrielle et des moyens qui permettent à EDF de maîtriser en permanence la conception et les améliorations de ses centrales, grâce à l'intégration en son sein de moyens en R&D et en Ingénierie très importants et en pointe sur le plan mondial,
- un contexte industriel général et un processus de sélection, de qualification et de surveillance des fournisseurs et des prestataires qui permet à EDF de bénéficier des apports des meilleures entreprises spécialistes mondiales du domaine.

Cependant, l'accident nucléaire de Fukushima, par ses causes et ses conséquences, a largement excédé les hypothèses de dimensionnement des réacteurs affectés, tant en ce qui concerne leurs moyens de protection contre les aléas intervenus que la gestion des situations accidentelles qui en ont résulté. Même si des questionnements de la Communauté Internationale existent sur le fait que ces installations n'auraient pas été conçues pour résister à un niveau d'aléas naturels qui, compte-tenu du contexte régional, auraient été à prendre en compte, il est nécessaire d'en tirer les enseignements pour le parc nucléaire français. Une telle démarche avait déjà été mise en œuvre sur le parc français suite aux accidents précédents (TMI en 1979, Tchernobyl en 1986) et a donné lieu à un plan d'actions qui s'est déroulé sur plus d'une dizaine d'années.

¹ Haut Comité pour la Transparence et l'Information sur la Sécurité Nucléaire, institué par la loi TSN du 13 juin 2006

EDF a répondu le plus complètement possible au cahier des charges de l'ASN, selon les modalités suivantes.

▪ **Réexamen du domaine réglementaire de sûreté :**

Dans le présent rapport, EDF a revisité complètement ce domaine. En effet, ces éléments constituent les premières lignes de défense et sont primordiaux pour assoir complètement la robustesse actuelle importante des installations, compte-tenu de leur conception initiale et des améliorations significatives apportées lors des réexamens de sûreté précédemment effectués. Par ailleurs, EDF évalue et traite en permanence la conformité de ses tranches aux exigences de ce domaine réglementaire de sûreté. Cet aspect est pris en compte dans le jugement porté.

Le bilan de ce réexamen du domaine réglementaire de sûreté figure ci-dessous au paragraphe 8.3.

▪ **Examen de la robustesse au-delà du domaine réglementaire :**

Cet examen de robustesse a été effectué à la fois pour :

- les dispositions de prévention : robustesse des mesures de protection contre des séismes et inondations très au-delà des niveaux réglementaires actuels pourtant déjà très supérieurs, par souci de prudence, à ceux relatifs au contexte géographique de la centrale,
- les dispositions de maîtrise de la sûreté nucléaire en cas de dégradation des matériels assurant les fonctions de sûreté principales dans les situations de perte des sources électriques et de la source froide. Pour ce faire, EDF a :
 - fait l'hypothèse de perte successive des lignes de défense, de façon déterministe et indépendante de toute probabilité d'occurrence, pour déterminer à partir de quand interviendrait une situation engendrant des rejets massifs dans l'environnement,
 - examiné la vraisemblance de ces situations,
 - déterminé des parades nouvelles éventuelles pour les situations en fonction de leur degré de vraisemblance, en tenant compte de leur caractère raisonnablement faisable. L'objectif, pour les situations les moins vraisemblables retenues est de prévenir des rejets significatifs dans l'environnement.

Compte-tenu de la nouveauté de cette démarche complémentaire de sûreté et de son caractère ambitieux dans le délai très court imparti, des études complémentaires sont parfois nécessaires pour parvenir à une conclusion définitive². Ces études sont clairement indiquées dans le rapport. Le bilan de cet examen de robustesse au-delà du domaine réglementaire de sûreté figure ci-dessous au paragraphe 8.4.

² la décision ASN précisant bien : « 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'ingénieur » et « 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 »

Le tableau joint en annexe liste de façon détaillée l'ensemble des actions proposées dans les chapitres précédents du présent rapport au titre de la démarche d'Evaluation Complémentaires de Sûreté (actions mentionnées en gras dans le texte des chapitres précédents).

D'une façon générale, il faut bien noter que dans sa démarche, EDF a retenu **une approche graduée dans les objectifs de sûreté poursuivis, en respectant le concept de défense en profondeur** qui est la base de la sûreté nucléaire (succession de lignes de défense) :

- pour ce qui concerne le domaine réglementaire de sûreté, l'objectif est le respect des critères de la démonstration de sûreté (en y incluant les exigences ajoutées depuis la mise en fonctionnement des installations), via la protection des fonctions de sûreté et donc la mise en œuvre des premières lignes de défense ;
- pour l'examen de robustesse au-delà du domaine réglementaire de sûreté, l'objectif de sûreté retenu est d'éviter des conséquences graves pour l'environnement et les populations (rejets importants du type Fukushima), en supposant les premières lignes de défense défailtantes et donc en concentrant les analyses sur les dernières lignes de défense.

Enfin, il faut noter que, dans le cadre des études engagées depuis 2008 pour le prochain réexamen de sûreté qui sera effectué lors de la troisième visite décennale du palier 1300MW et, plus largement, dans le cadre des réflexions engagées pour la poursuite de l'exploitation des réacteurs significativement au-delà de quarante ans, un réexamen des lignes de défense était déjà en cours avant la présente ECS.

8.3 RESULTATS DE L'EVALUATION POUR LE DOMAINE REGLEMENTAIRE DE SURETE

Comme présenté en introduction, les démarches existantes, à savoir les réexamens périodiques de sûreté, la politique de traitement des points à réexaminer au regard du référentiel de sûreté en vigueur, avec notamment la prise en compte du retour d'expérience national et international, constituent un cadre global qui nous permet, en permanence, de nous assurer du bon état de sûreté des réacteurs. C'est en particulier le cas suite à :

- la révision des exigences de sûreté en matière de séisme lors des réexamens de sûreté et les modifications associées des installations (niveau de séisme, prévention contre l'endommagement de systèmes classés sismiques par des matériels non classés),
- la prise en compte, vis-à-vis des inondations, du retour d'expérience de la tempête de 1999.

Chaque fois qu'un point à réexaminer est identifié pour un ou plusieurs réacteurs du parc au regard du référentiel de sûreté actuel, il fait l'objet, conformément à la politique d'EDF en la matière, d'une caractérisation et d'un traitement dont la vitesse est adaptée à son impact sur la sûreté (voir chapitre 0). Ainsi, EDF s'assure que l'état de sûreté de chaque réacteur concerné par un point en attente de traitement reste sous contrôle à un bon niveau de sûreté, moyennant le cas échéant des dispositions compensatoires provisoires.

Ce rapport énumère et décrit les points à réexaminer de cette manière pour Flamanville au 30 juin 2011, en lien avec les thèmes de l'accident de Fukushima.

Plus globalement, EDF examine l'impact sur la sûreté du cumul de plusieurs points à réexaminer au regard du référentiel, présents sur un réacteur. A ce titre, EDF a expérimenté une méthode d'évaluation de l'impact du cumul des points à réexaminer, sans que ce premier exercice ne mette en évidence d'impact notable du cumul (impact sûreté, vitesse de traitement...) par rapport à l'examen individuel de chaque point. EDF a ensuite engagé la généralisation de cette démarche.

Sans attendre les résultats de la généralisation de cette démarche, cette analyse a été menée sur les réacteurs de Flamanville pour la présente Evaluation Complémentaire de Sûreté.

De cette analyse, il ressort que seuls deux points seraient susceptibles de conduire à un effet significatif de cumul. Il s'agit de ceux qui concernent les réserves d'eau au circuit secondaire et le calcul du comportement physique de l'eau sous le couvercle de la cuve dans les situations de repli après séisme cumulé avec un Manque de Tension électrique Externe. Cette analyse conduit EDF à étudier une conduite de repli plus rapide du réacteur vers les conditions permettant l'utilisation du système de Refroidissement du Réacteur à l'Arrêt, comme évoqué au paragraphe 2.2.2.2.1. De plus, sans identifier d'autre effet de cumul, cette analyse a également mis en évidence la sensibilité de la tenue au séisme du tronçon commun du système de Réfrigération Intermédiaire du Réacteur (se rapporter au paragraphe 2.1.3.3.1). Le traitement de ce point est déjà engagé et EDF étudie la possibilité d'en réduire la durée de traitement à l'échelle du palier.

En synthèse, compte-tenu de leur conception initiale, des réexamens de sûreté opérés sur ces réacteurs et des dispositions prises pour maîtriser en permanence les points à réexaminer au regard du référentiel de sûreté en vigueur, **la présente Evaluation Complémentaire de Sûreté montre une bonne robustesse de l'état de sûreté des réacteurs de Flamanville vis à vis de leur domaine réglementaire de sûreté.**

8.4 RESULTATS DE L'EVALUATION COMPLEMENTAIRE DE ROBUSTESSE AU-DELA DU DOMAINE REGLEMENTAIRE DE SURETE

Les analyses détaillées effectuées dans les chapitres précédents du rapport montrent **qu'en ce qui concerne les moyens préventifs de protection des installations contre les effets d'un séisme et d'une inondation, le niveau de robustesse actuel procure une marge satisfaisante au-delà du dimensionnement.**

Ces analyses montrent également **une bonne robustesse des moyens de secours en place en cas de perte totale et cumulée des sources électriques et de refroidissement, en particulier compte tenu du nombre de lignes de défense prévues à la conception et supposées perdues de façon déterministe dans les scénarios les plus pénalisants de la présente évaluation.**

Enfin, pour les accidents graves extrêmes, ces analyses confirment l'apport que constituent, en termes d'intégrité de l'enceinte et donc de protection des populations vis-à-vis d'éventuels rejets radioactifs, les moyens mis en place suite aux accidents de TMI et Tchernobyl.

De façon plus détaillée, en cas de telles situations extrêmes, l'enjeu de sûreté consiste à évacuer la puissance résiduelle et confiner les matières radioactives. Les modes possibles d'évacuation de cette puissance sont les suivants :

- Refroidissement du cœur par le circuit secondaire via les Générateurs de Vapeur (GV),
- Refroidissement du cœur par évaporation de l'eau dans le circuit primaire,

- Contrôle de la pression de l'enceinte de confinement (bâtiment réacteur) par aspersion d'eau et refroidissement ou, si ce mode n'est pas disponible et si la pression de tenue limite est atteinte, par ouverture d'un dispositif de dépressurisation vers l'extérieur,
- Refroidissement des piscines : par refroidissement de l'eau et, si ce mode est défaillant, ébullition et évaporation de l'eau.

De tels modes d'évacuation font appels à des pompes (soit motopompes électriques, soit turbopompes alimentées par la vapeur des GV³), des réserves d'eau et des moyens de contrôle-commande. Tous ces moyens sont organisés en lignes de défense successives redondantes et diversifiées selon le concept de défense en profondeur.

Conformément au cahier des charges, la présente ECS évalue l'autonomie des installations face à la défaillance progressive et cumulée de l'ensemble de ces moyens, quelle qu'en soit la cause (plausible ou non), jusqu'à la perte totale de tout moyen normal et de secours. Dans les cas les plus extrêmes :

- S'il ne subsistait plus qu'une pompe pour alimenter les GV, le délai avant entrée en accident avec fusion du cœur serait à minima de l'ordre d'un jour et demi s'il n'y avait toujours aucun moyen de reconstituer les réserves en eau. Cette pompe pourrait être, en cas de perte de tous les moyens électriques normaux et de secours⁴, l'une des turbopompes alimentée par les GV. S'il ne subsistait plus aucune pompe pour alimenter les GV⁵, compte-tenu que dans le même temps, par hypothèse, la perte de tout moyen électrique rendrait impossible toute injection d'eau au circuit primaire, l'entrée en accident avec fusion du cœur serait de quelques heures.
- Dans cette dernière situation extrême, c'est le confinement assuré par le bâtiment réacteur qui apporte une autonomie de un à trois jours, selon les scénarios d'accidents, avant rejets significatifs dans l'environnement. Au-delà de cette autonomie, ces rejets resteraient très inférieurs à ceux enregistrés à Fukushima avec, en particulier, une très faible contamination à long terme des territoires autour de la centrale. En effet, la pression monterait progressivement à l'intérieur du bâtiment qui présente un volume considérable. Une fois atteinte la pression limite de l'enceinte, l'ouverture du dispositif de dépressurisation de l'enceinte permettrait de la préserver de tout dégât irréversible grave tout en limitant les rejets. Ce dispositif comporte en effet un système de filtration des produits radioactifs rejetés dont la vie est la plus longue⁶. Toujours dans l'hypothèse où aucun moyen de secours ne serait mis en place, la percée du radier interviendrait au-delà de plusieurs jours.

En parallèle, les recombineurs présents dans l'enceinte éviteraient toute déflagration d'hydrogène.

- En ce qui concerne la piscine du bâtiment combustible, le début de découverture des assemblages de combustible usé interviendrait après plus d'un jour si le réacteur est en début d'arrêt de tranche après déchargement du cœur dans cette piscine, et de plusieurs jours dans les autres situations.

³ Une turbopompe par réacteur 900MW, deux turbopompes par réacteur 1300MW.

⁴ Deux diesels principaux de secours par tranche, plus un groupe (diesel ou turbine à combustion) par site qui reprend une tranche du site.

⁵ Donc sur le parc, en plus de la défaillance de tous les moyens d'alimentation électrique normaux et de secours : défaillance de la ou des turbopompes.

⁶ Césium, dont la période est de 34 ans.

Jusqu'à présent, compte-tenu de leur caractère peu plausible et des améliorations déjà apportées pour tirer les enseignements des accidents de TMI et Tchernobyl, des situations si extrêmes que celles étudiées dans la présente analyse de robustesse très au-delà du domaine réglementaire de sûreté n'avaient pas fait l'objet de recherches de paradigmes spécifiques. Le cahier des charges des ECS demandant cependant de faire abstraction de leur plausibilité, l'étude des principales paradigmes supplémentaires suivantes, compatibles avec les autonomies décrites ci-dessus, est proposée pour faire face à ces situations :

- mise en place d'un nouveau moyen de réalimentation des réserves en eau pour alimenter les générateurs de vapeur, le circuit primaire ou la piscine du bâtiment combustible : motopompes autonomes puisant dans la nappe phréatique, utilisation des bassins surplombant les sites en falaise ou d'autres réserves d'eau.
- Renforcement de la robustesse des turbopompes d'alimentation des GV et de leur contrôle-commande vis-à-vis des séismes et des inondations.
- Mise en place d'un Diesel supplémentaire d'Ultime Secours (DUS) par tranche, robuste aux inondations et séismes, permettant d'alimenter une motopompe d'injection aux GV, au circuit primaire ou dans la piscine de stockage.
- Mise en place au niveau national d'une Force d'Action Rapide Nucléaire (FARN) capable de projeter sur le site en difficulté des équipes compétentes en conduite, maintenance et logistique, avec pour premier objectif d'épauler voire de remplacer l'équipe de conduite sur place afin de rétablir ou de pérenniser le refroidissement des réacteurs, puis de mettre en œuvre des moyens logistiques communs à toute gestion de crise nucléaire de cette ampleur. Elle permettra notamment, à partir de 24 heures, de réinjecter de l'eau dans les GV, dans le circuit primaire ou dans les piscines de stockage, sur la base de branchements mécaniques et électriques prévus en fixe (« plug and play »).
- En ce qui concerne la maîtrise des accidents graves, étude de renforcement de la robustesse au séisme des dispositifs de filtration des rejets lors de la dépressurisation de l'enceinte.

Les structures, systèmes et composants non couverts par le référentiel d'exigences actuel et pour lesquels l'analyse de robustesse impose une utilisation dans les situations étudiées, feront l'objet d'exigences pour garantir leur disponibilité.

De plus, les ECS prennent en compte **les conditions d'intervention des personnels en situation de crise**. En ce qui concerne la gestion de crise à la fois sur le court, moyen et long terme pour les situations extrêmes envisagées, l'analyse conduit à réinterroger notamment :

- le contrôle et la protection radiologique des intervenants,
- les conditions de vie des intervenants, les moyens matériels nécessaires à la gestion de telles crises, en particulier les fonctionnalités des bâtiments de sécurité et des bâtiments annexes,
- les moyens et systèmes d'information et de communication.

La déclinaison précise de l'examen des moyens à associer à ces principes reste à effectuer au-delà de la remise des rapports au 15 Septembre 2011. Trois volets seront investigués :

- **assurer le caractère opérationnel en cas de séisme du Bâtiment de Sécurité actuel (BDS du site).** Cependant, même après cette action, ce bâtiment actuel ne permettrait pas de gérer dans la durée une crise de l'échelle considérée dans les ECS ;
- **étudier un bâtiment de gestion de crise de proximité** (poste de commandement avancé, le plus proche possible des tranches et suffisamment vaste et équipé pour gérer dans la durée une crise à l'échelle du site tout entier),
- **étudier une base arrière** (quelques kilomètres du site) permettant à la FARN d'organiser sereinement sa logistique d'intervention (base d'appui à la gestion de la crise).

8.5 CALENDRIER DES ACTIONS

Le planning détaillé de réalisation des études, modifications et mise en place d'organisations renforcées proposées ci-dessus doit être élaboré pour l'ensemble des réacteurs du parc. Il doit tenir compte, pour que son efficacité en soit garantie, des études restant à réaliser, des possibilités du tissu industriel spécialisé en termes de production d'études de réalisation détaillées, de fabrication des dispositifs à implanter sur les installations, d'intervention sur les sites pour la réalisation de travaux, et des conditions d'intervention associées.

En conséquence, à ce stade, le programme de travail faisant suite à ce rapport n'a pu être établi que de manière préliminaire. En ce qui concerne les modifications des installations, le plan d'actions présenté en annexe indique l'échéancier du début de leur déploiement effectif (sur une tranche tête de série du parc qui reste à préciser) selon les périodes suivantes :

- court-terme : d'aujourd'hui à 2015
- moyen-terme : de 2016 à 2020
- long-terme : au-delà de 2020.

Pour les projets d'évolution de conduite des installations, le calendrier présenté en annexe correspond à l'échéance à laquelle EDF présentera ces dossiers à l'ASN pour accord au sens de l'article 26 du décret du 2 novembre 2007.

Pour la centrale de Flamanville, un calendrier précis de déploiement sera établi une fois disponibles tous les éléments mentionnés ci-dessus.

8.6 RESULTAT DE L'EVALUATION POUR LE VOLET PRESTATAIRES

La présente ECS prend en compte les aspects socio-organisationnels et humains qui constituent un aspect primordial de cette robustesse de manière préventive au quotidien et en cas de crise.

En dehors de l'examen des conditions d'intervention en cas de crise décrit au paragraphe 8.4 ci-dessus, EDF a vérifié que les conditions dans lesquelles EDF sous-traite des activités dans le cadre de la maintenance des centrales nucléaires de son parc en exploitation permettent de garantir que cette sous-traitance est compatible avec la pleine responsabilité de l'exploitant en matière de sûreté nucléaire et de radioprotection. En effet :

- La politique industrielle d'EDF précise, pour chaque segment industriel, ce qui relève du faire ou du faire faire, ainsi que la stratégie vis-à-vis du tissu industriel en fonction des enjeux du segment en termes de sûreté nucléaire et de disponibilité des ouvrages.
- Le système de qualification mis en place par EDF garantit que les entreprises prestataires ont bien les ressources, les moyens et les compétences nécessaires pour concourir aux marchés passés par EDF.
- La passation des marchés est effectuée dans le cadre d'un système transparent, qui laisse désormais une large place à la mieux-disance.
- Les cahiers des charges préparés par EDF incluent toutes les exigences pour les champs techniques, qualité, sûreté nucléaire et radioprotection.
- Seules les offres répondant aux exigences des cahiers des charges sont retenues pour les discussions commerciales, et les offres dont les prix sont considérés comme anormalement bas sont également éliminées.
- Les prestataires doivent justifier de formations préalables obligatoires avant leur intervention sur site.
- Les activités des entreprises prestataires sur les CNPE sont suivies et accompagnées par les équipes du site avant et pendant l'arrêt : préparation, réunion d'enclenchement, réunions de levées de préalables, réunions régulières sur site, Directoires avec la Direction du CNPE. Elles sont incluses dans le processus de retour d'expérience.
- La radioprotection fait l'objet d'études, dès la conception des interventions, dans le but de réduire la dosimétrie. La dosimétrie de tous les intervenants, qu'ils soient prestataires ou EDF, fait l'objet d'un suivi continu.
- Les programmes de surveillance définis par EDF, ainsi que la surveillance des activités effectuées par les entreprises prestataires, permettent de s'assurer que les prestations sont effectuées avec le niveau de qualité demandé. Le suivi, et plus particulièrement le renouvellement de la qualification des entreprises, est effectué au travers des évaluations des prestations réalisées par les chargés de surveillance.

Des axes d'amélioration sont néanmoins d'ores et déjà envisagés, pour tenir compte notamment des recommandations formulées dans le rapport « Roussely » sur l'avenir de la filière française du nucléaire civil ainsi que dans le rapport d'étape sur la sécurité nucléaire émis en juin 2011 par l'Office Parlementaire d'Evaluation des Choix Scientifiques et Technologiques. Ainsi :

- EDF envisage de limiter à 3 les niveaux de sous-traitance, et ce dès le stade de l'appel d'offres. Chaque titulaire d'un marché signé avec EDF ne pourra ainsi s'autoriser que deux niveaux de sous-traitance. Ces dispositions ne modifieront pas les dispositions déjà en vigueur pour le contrôle des sous-traitants (accord d'EDF sur les sous-traitants, dispositions relatives à la qualification des titulaires et aux contrôles de leurs sous-traitants, surveillance par EDF des activités confiées aux sous-traitants des titulaires).
- EDF envisage de rendre plus contraignantes les dispositions figurant dans la Charte de progrès et de développement durable signée en 2004 entre EDF et 13 organisations professionnelles représentant les entreprises prestataires, ainsi que les avancées résultant du projet lancé en 2008⁷, eu égard notamment aux conditions de travail des entreprises prestataires et de leurs salariés. Ce renforcement pourrait consister en une

⁷ Projet « Mettre en Œuvre une Politique Industrielle Attractive »



contractualisation de ces dispositions par l'introduction d'un « cahier des charges social » dans les appels d'offres et les marchés, qui reprendrait ces dispositions.

ANNEXE :

CNPE de Flamanville Liste détaillée des études et dispositions complémentaires envisagées dans le cadre des évaluations complémentaires de sûreté
--

Objectif	Sujet	Action	§ concernés	Échéance
Renforcement de la protection contre les agressions (séisme, inondation, agressions climatiques)	Séisme	La robustesse des équipements électriques associés aux situations envisagées à la suite du REX Fukushima sera confortée jusqu'à un niveau de séisme de 1,5 fois le SMS. Le cas échéant, des modifications seront proposées.	2.2.2.2.1	2012
		Un moyen de tenue au séisme de la motopompe thermique de secours pré-lignée pour les situations "primaire ouvert" fera l'objet d'une étude préliminaire.	5.1.4.1.2 et 5.1.4.3	2012
		La possibilité d'accélérer la résorption du point à réexaminer dans le cadre du référentiel sur la tenue sismique du tronçon commun RRI sera étudiée.	2.2.2.2.1	Fin 2011
	Inondation	Le programme de maintenance concernant l'entretien et le nettoyage des réseaux SEO sera décliné.	3.1.3.1	Fin 2011
		Des contrôles périodiques sur les moyens de pompage mobiles seront mis en place.	3.1.3.1	Fin 2011
		Un renforcement de la protection de la station de pompage pour protéger des systèmes de la source froide en cas de dépassement de la CMS actuelle sera étudié.	3.2.4.1	2012
		La tenue des digues de protection sous l'effet d'une CMS augmentée de 1m, associée à une houle d'occurrence centennale sera étudiée.	3.2.4.1	2013
		La réalité d'un risque de lame d'eau sur la plate-forme des tranches 1-2 sera étudiée dans certains scénarios de PFI ou rupture des tuyauteries SEI. Le cas échéant, des protections supplémentaires seront proposées. Une vérification des conséquences d'une remontée de nappe phréatique sur la tenue structurelle des bâtiments sera également réalisée.	3.2.4.2	2012
		La réalité d'un risque de lame d'eau sur les plate-formes de l'îlot nucléaire et des transformateurs TS/TA en cas de ruine des réservoirs SER/SED non-sismiques sera étudiée. Le cas échéant, des protections supplémentaires seront proposées.	4.2.4	2012

Objectif	Sujet	Action	§ concernés	Échéance	
Renforcement des appoints en électricité	DUS	Un Diesel d'Ultime Secours (DUS) sera implanté sur chaque tranche. Il permettra notamment la réalimentation :			
		- du contrôle commande minimum du réacteur et de l'éclairage de la salle de commande,	5.1.2.1.4.1 ; 5.1.2.1.4.2 et 5.1.2.2.2	MT	
		- des informations nécessaires en cas de perte de refroidissement de la piscine BK,	5.2.3.1.4	MT	
		- de la pompe de l'appoint en eau ultime pour la réalimentation de la bêche ASG, du réservoir PTR et de la piscine BK,	5.2.3.1.4 et 5.1.2.1.4.1	MT	
		- des informations nécessaires dans les situations avec fusion du cœur,	6.2.3.2	MT	
		- des vannes d'isolement enceinte, de la ventilation-filtration de la salle de commande et de la ventilation-filtration de l'espace entre-enceintes,	5.1.2.1.4.2 ; 6.2.3.1 et 6.2.3.3	MT	
		- d'une motopompe ASG et d'un appoint au primaire	5.1.2.1.4.2 et 5.1.2.2.2	MT	
	GE	Dans un 1er temps, en attendant l'implantation du DUS, 2 petits groupes électrogènes fixes permettront de réalimenter :			
		- l'un, le contrôle commande minimum du réacteur et de l'éclairage de la salle de commande,	5.1.2.1.4.1 ; 5.1.2.1.4.2 et 5.1.2.2.2	CT	
		- l'autre, la pompe de l'appoint en eau ultime pour la réalimentation de la bêche ASG, du réservoir PTR et de la piscine BK.	5.1.2.1.4.1	CT	
		La possibilité de réalimentation à court terme des mesures nécessaires à la gestion des pertes de refroidissement BK sera étudiée.	5.2.3.1.4	2012	
	Fiabilisation	La fiabilité du fonctionnement du LLS à la montée de la température dans les locaux au delà de 24 heures sera étudiée. Le cas échéant, des modifications seront proposées.	5.1.2.1.4.1 et 5.1.2.1.4.2	2012	
	Renforcement des appoints en eau	Appoint ultime	Un appoint ultime en eau (bassins SEA) sera implanté sur chaque tranche pour réalimenter la bêche ASG, le réservoir PTR et la piscine BK, permettant d'évacuer durablement la puissance résiduelle.	5.1.2.1.4.1 ; 5.1.2.1.4.2 ; 5.1.2.2.2 ; 5.1.3.2.2.4 ; 5.2.3.1.4 et 5.2.4.3	CT
Cet appoint sera rendu robuste aux agressions (séisme, inondation, autres agressions climatiques extrêmes).			5.2.5.3	MT	
La suffisance des réserves actuelles en eau ASG, compte tenu du nouvel appoint ultime sera confirmée.			2.2.2.2.1	2012	
Fiabilisation		La fiabilité du fonctionnement de la turbopompe ASG à la montée de la température dans les locaux au delà de 24 heures sera étudiée. Le cas échéant, des modifications seront proposées.	5.1.2.1.4.1 et 5.1.2.1.4.2	2012	

Objectif	Sujet	Action	§ concernés	Échéance
Optimisation de conduite	Organisation	Le renforcement en compétence des équipes de conduite sera étudié pour leur permettre de réaliser les interventions minimales nécessaires pour éviter ou retarder la fusion du cœur, qui ne pourraient pas être réalisées par le personnel d'astreinte.	2.2.2.2.2 et 3.2.5	2012
	Procédures	Des évolutions de la conduite accidentelle seront réalisées pour compléter la gestion des situations de perte totale des sources électriques. Les adaptations de conduite prévues sont :		
		- la demande d'ouverture de l'exutoire vapeur du BK	5.2.3.1.4	2012
		- en état "primaire fermé", en cas de brèche aux joints des GMPP, la limitation de la dépressurisation à un seuil garantissant une alimentation en vapeur suffisante des turbopompes ASG et du LLS,	5.1.2.2.2 et 5.1.2.2.4	2011
		- la demande de fermeture manuelle des vannes d'isolement enceinte qui ne sont pas isolées automatiquement ou passivement,	6.2.3.1	2012
		- des abaques pour la gestion de l'appoint à la piscine BK.	5.2.3.1.4 et 5.2.4.3	CT
		Les modifications de stratégie de conduite prévues sont :		
		- en état « primaire entrouvert », le réchauffage et la repressurisation du circuit primaire afin de pouvoir évacuer la puissance résiduelle par les GV.	5.1.2.2.2 et 5.1.2.2.4	2012
		- en état « primaire fermé », l'anticipation du refroidissement rapide en cas de perte de l'injection aux joints des pompes primaires.	5.1.2.2.4	2012
		Par ailleurs, des parades permettant un repli plus rapide vers un refroidissement par le système RRA en cas de MDTE initié par un séisme feront l'objet d'une étude préliminaire.	2.2.2.2.1	2012
		Enfin, un document de conduite spécifique sera construit pour le cas de perte totale des alimentations électriques sur l'ensemble du site.	5.1.2.1.4.3	CT
	Opérabilité des matériels	Le déport des commandes du système d'appoint de secours de la piscine BK dans des zones d'accessibilité garantie ainsi que la fiabilisation du fonctionnement de l'exutoire vapeur feront l'objet d'études préliminaires.	5.2.3.1.4	2012
		Des dispositions matérielles et organisationnelles visant à assurer la mise en position sûre d'un assemblage en maintenance en cas de perte des alimentations électriques seront étudiées.	5.2.6	2012
		Le phénomène d'effet de ciel du BK, en cas de diminution conséquente de la hauteur d'eau au dessus des assemblages sera étudié vis-à-vis des conséquences radiologiques.	6.3.1.1.1	2013

Objectif	Sujet	Action	§ concernés	Échéance
Optimisation de conduite	Fiabilité des matériels	La possibilité d'amélioration de la robustesse de l'instrumentation en piscine BK (température et niveau) fera l'objet d'une étude préliminaire.	5.2.3.1.4 et 6.3.2.1	2012
Renforcement de la gestion de crise	PUI	Le renforcement des liaisons stratégiques avec des moyens de communication d'une autonomie renforcée, résistants au séisme et à l'inondation (téléphones à liaison satellite pour PCL, ELC et PCD par exemple) fera l'objet d'une étude préliminaire.	Annexe ONC ; 3.2.5 et 2.2.2.2.2	2012
		Des études préliminaires visant à améliorer la robustesse du BDS pour assurer son caractère opérationnel en cas de séisme (à un niveau à définir au-delà du dimensionnement) et aux grands vents seront réalisées.	2.2.2.2.1 / 4.1.2.2	2012
		Une réflexion globale sera engagée concernant les BDS afin d'identifier les besoins pour améliorer les locaux de crise en terme d'organisation et d'habitabilité.	2.2.2.2.1	2012
		Une étude sera lancée, concernant l'organisation de la sécurité et de la radioprotection sur et autour d'un CNPE après un accident nucléaire grave (de type Fukushima), tant pour le personnel du CNPE que pour celui de la FARN. Cette étude portera sur les trois phases : - gestion par l'exploitant de la situation de manière autonome, - arrivée des renforts aux équipes de conduite, - gestion de la situation sur une longue durée.	Annexe radioprotection	2012
	MMS	Une étude comprenant un bilan des conditions de stockage des Moyens de Crise et de leur robustesse aux différents types d'agresseurs envisagés sera lancée. Lorsque nécessaire, des moyens pour y faire face seront proposés.	2.2.2.2.1 et 3.2.5	2012
		Mise en place de moyens mobiles d'éclairage supplémentaire de forte puissance de façon à faciliter les interventions dans les locaux.	5.1.2.1.4.2	2012

Objectif	Sujet	Action	§ concernés	Échéance
Renforcement de la gestion de crise	FARN	Création d'une FARN sur la base des attendus suivants : - intervenir au bout de 24 h, en continuité et en relève des équipes de quart de conduite qui auront assumé les actions d'urgence du site concerné ; - 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, uniques pour le Parc, 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	Annexe FARN et 3.2.5	CT
		La définition précise des moyens humains et matériels de la FARN sera réalisée pour le 1er trimestre 2012.	Annexe FARN	2012
		Parmi les moyens de la FARN figureront, pour la gestion de l'accident avec fusion du cœur :		
		- une motopompe thermique mobile permettant l'injection de l'eau de la bache PTR dans le circuit primaire, afin d'éviter le percement du radier,	6.2.1.2.2 et 6.2.2.5.3	CT
		- un groupe électrogène mobile de secours de la ventilation-filtration de la salle de commande, de l'espace entre-enceintes et de la pression enceinte.	6.2.3.1 ; 6.2.3.3 et 6.1.2.5	CT
		Des moyens complémentaires de secours de la réalimentation ultime de l'ASG et du PTR feront l'objet d'une étude préliminaire.	5.1.2.1.4.1 ; 5.1.2.1.4.2 et 5.1.2.2.2	2012
		La FARN garantira le réapprovisionnement en fioul des diesels.	5.1.4.2	CT
		Renforcement de la protection contre les accidents avec fusion du cœur	Dispositif U5	La tenue fonctionnelle du dispositif U5 au séisme sera étudiée. Le cas échéant, des modifications seront proposées.
Cette étude sera complétée par l'étude des effets directs et indirects du vent.	4.1.2.2			2013
Rejets	Un système pour assurer le caractère basique de l'eau des puisards du Bâtiment Réacteur et réduire ainsi la quantité maximale d'iode organique susceptible d'être émise fera l'objet d'une étude préliminaire.		6.2.3.3 et 6.2.3.4	2012

Objectif	Sujet	Action	§ concernés	Échéance
Renforcement de la protection contre les accidents avec fusion du cœur	Voie eau	Le programme d'études concernant les parades voie eau du GP de 2009 sera accéléré.	6.2.2.6	2012/2013 selon les sites
Approfondissement des connaissances de phénomènes physiques et expérimentations	Etude	Le risque d'accumulation de l'H2 dans l'Espace Entre Enceinte sera étudié. Le cas échéant, des parades seront étudiées.	6.2.2.1.2	2012
		Le risque de production d'hydrogène lié à la radiolyse de l'eau dans la piscine BK sera étudié. Le cas échéant, des parades seront étudiées.	5.2.3.1.2 et 6.3.2.3.1	2012
	Expérimentation	Des essais seront réalisés pour confirmer la robustesse des pompes primaires à une perte d'injection, suite au remplacement des joints toriques par des joints haute température, et au remplacement des glaces en alumine par des glaces en nitrure de silicium.	5.1.2.2.2	MT
Optimisation des relations avec les prestataires		Pour le parc en exploitation, EDF limitera à 3 les niveaux de sous-traitance, et ce dès le stade de l'appel d'offres. Chaque titulaire d'un marché signé avec EDF ne pourra ainsi s'autoriser que deux niveaux de sous-traitance. Ces dispositions ne modifieront pas les dispositions déjà en vigueur pour le contrôle des sous-traitants (accord d'EDF sur les sous-traitants, dispositions relatives à la qualification des titulaires et aux contrôles de leurs sous-traitants, surveillance par EDF des activités confiées aux sous-traitants des titulaires).	7.1.6	Cette proposition sera discutée avec les services de l'Etat et les organisations professionnelles (2012)
		Pour le parc en exploitation, EDF envisage de rendre plus contraignantes les dispositions figurant dans la Charte de progrès et de développement durable signée en 2004 entre EDF et 13 organisations professionnelles représentant les entreprises prestataires, ainsi que les avancées résultant du projet MOPIA, eu égard notamment aux conditions de travail des entreprises prestataires et de leurs salariés.	7.1.6	Cette proposition sera discutée avec les services de l'Etat et les organisations professionnelles (2012)

Légende	
CT :	Court Terme (d'aujourd'hui à 2015)
MT :	Moyen Terme (de 2016 à 2020)

RECS du CNPE de FLAMANVILLE 1-2

ANNEXE 1 ORGANISATION DE CRISE EDF

SOMMAIRE

1.	GENERALITES	3
2.	MISE EN PLACE DE L'ORGANISATION DE CRISE	4
3.	DESCRIPTION DE L'ORGANISATION DE CRISE LOCALE EDF	6
4.	DESCRIPTION DE L'ORGANISATION DE CRISE NATIONALE EDF.....	9
5.	LES GRANDS OBJECTIFS DE L'ORGANISATION DE CRISE	10
6.	GESTION DES RESSOURCES HUMAINES	13
7.	LOCAUX DE CRISE.....	15
8.	MOYENS DE COMMUNICATION	16
9.	SOUTIEN TECHNIQUE HORS SITE	17
10.	PRINCIPES DE GESTION ET DE PROTECTION DES PERSONNES SUR LE SITE	18
	10.1 MOYENS RELATIFS A LA PROTECTION DU PERSONNEL	18
	10.2 PRINCIPES DE GESTION DU PERSONNEL SUR SITE NON IMPLIQUE PAR LA GESTION ACCIDENTELLE	19
11.	MAINTIEN DES COMPETENCES / FORMATION / SITUATIONS DE CRISE REELLES.....	19
12.	EN CONCLUSION	20

1. GENERALITES

Bien que la probabilité d'accidents soit extrêmement faible en raison des multiples dispositions prises à la conception et en exploitation, la gestion des risques passe par la mise en place de plans d'urgence, impliquant l'exploitant et les pouvoirs publics. Il s'agit de maîtriser la situation au niveau de l'installation et d'assurer la protection des populations. Deux plans étroitement coordonnés ont été conçus :

- **le PUI** (plan d'urgence interne), sous la responsabilité d'EDF,
- **le PPI** (plan particulier d'intervention), sous la responsabilité des pouvoirs publics.

En cas d'accident, les fonctions et les responsabilités respectives restent inchangées :

- **l'exploitant EDF** est responsable des actions à mettre en œuvre sur le site, dans le cadre du PUI, à la fois pour la gestion technique des installations, la protection du personnel et le secours aux blessés. Le responsable est le directeur du CNPE ou son délégué.
- **les pouvoirs publics** ont la responsabilité, dans le cadre du PPI, de l'ensemble des mesures à mettre en œuvre à l'extérieur du site, concernant la protection des populations et la surveillance de l'environnement. Le responsable est le Préfet du département d'implantation du CNPE.

L'organisation retenue par l'exploitant nucléaire EDF s'inscrit pleinement dans la définition de la sûreté nucléaire c'est à dire limiter en toutes circonstances les conséquences sur l'environnement naturel et humain d'un incident ou accident éventuel.

Pour atteindre cet objectif, EDF a choisi depuis le début de l'exploitation de son parc de production nucléaire, une organisation comportant un niveau local [la Direction de chaque CNPE] et un niveau national [la Direction du groupe, la Direction Production Ingénierie]. Ainsi, alors que le niveau local va se concentrer sur la conduite de l'installation vers un état de sûreté satisfaisant, le niveau national a pour objectif d'anticiper l'évolution de la situation et d'envisager alors les solutions palliatives adaptées. Cette organisation à deux niveaux permet une gestion efficace des situations de crise.

Ces deux niveaux sont complémentaires et la répartition des responsabilités et missions est clairement définie. De plus, profitant de la standardisation du parc de production, l'organisation se décline de façon identique sur tous les sites ce qui représente un avantage important au regard de l'organisation généralement observée chez les autres exploitants, tant en terme de forces d'appui à la gestion de la crise qu'en terme de retour d'expérience.

L'organisation de crise se décline sous plusieurs formes:

- Au niveau local sous la responsabilité unique du Directeur du CNPE on distingue :
 - Un regroupement des acteurs responsables du pilotage de toutes les actions nécessaires à l'exploitation des installations concernées par l'incident ou l'accident.
 - Une structure en charge des prélèvements et contrôles radiologiques à l'extérieur du CNPE.

- Un réseau de relations en appui des pouvoirs publics locaux (préfecture, mairies, Commission Locale d'Information, DRIRE...) afin de participer à la coordination des actions de communication et de protection de l'environnement et des populations.
- Au niveau national sous la responsabilité unique du Directeur de crise EDF :
 - Un pôle Direction au niveau du groupe EDF, garant de la cohérence d'ensemble de la gestion de crise.
 - Une équipe composée d'experts en charge de réfléchir sur le moyen et long terme, d'approfondir le diagnostic de la situation et de déterminer les pronostics afin notamment de proposer à l'exploitant sur site des solutions visant à limiter tout rejet radioactif dans l'environnement.
 - Un renfort par des compétences apportées par le constructeur de la chaudière (AREVA).
- Un volet communication au niveau local et national :
 - Ce volet communication en temps réel au plus près de l'événement est pris en charge par une équipe dédiée, soutenue par des moyens modernes de communication permettant de donner une information claire et fiable à l'attention des populations avoisinantes et du public par le biais des médias nationaux et locaux.
 - Les équipes locales et nationales EDF ont des interlocuteurs à la Préfecture dont dépend le site, à l'ASN et à son appui technique l'IRSN, avec pour objectif de disposer d'un même niveau d'information et de partager sur des éléments techniques, de façon à disposer de tous les éléments pour anticiper les actions relatives à la protection des populations.

2. MISE EN PLACE DE L'ORGANISATION DE CRISE

La conduite d'une tranche nucléaire est assurée en temps normal par une équipe de quart placée sous l'autorité d'un chef d'exploitation.

Dès qu'un incident apparaît, l'équipe de quart applique les procédures pour lesquelles elle a été spécialement entraînée et fait appel immédiatement à l'Ingénieur Sécurité dont le rôle est de porter un regard externe sur la pertinence des actions réalisées par l'équipe.

Selon la gravité de l'événement, qualifiée à partir de l'atteinte ou non de critères, ou dans le cas où les mesures prises par cette équipe s'avèrent insuffisantes pour retrouver une situation maîtrisée et éviter que l'incident ne dégénère en accident (par suite par exemple de défaillances multiples de matériels), l'astreinte Direction du site est alertée.

L'astreinte Direction (appelée PCD1) assure la responsabilité d'exploitant nucléaire c'est à dire est responsable des décisions pour assurer la sécurité des installations, la protection des personnes et la sauvegarde des matériels.

Si la situation le justifie, l'astreinte direction du Centre Nucléaire de Production d'Électricité (CNPE) déclenche, sur la base de critères simples et univoques, le Plan d'Urgence Interne (PUI) qui fait appel aux différentes organisations ou responsables suivants :

Au plan local

La direction du CNPE met en œuvre le Plan Urgence Interne (PUI) adapté à la gravité de la situation, c'est-à-dire substituée à l'organisation habituelle une organisation de crise dont les objectifs essentiels sont de :

- replacer, dans les meilleurs délais, l'installation dans un état sûr,
- limiter les conséquences de l'accident sur les personnes et les biens, sur le site et dans l'environnement.

La direction du CNPE informe le Préfet, représentant local des Pouvoirs Publics. Si l'accident peut avoir des conséquences dans l'environnement, le Préfet met en place le Plan Particulier d'Intervention (PPI) pour :

- mobiliser les moyens sur la surveillance de l'environnement,
- mettre en œuvre les mesures éventuelles de protection des populations.

Au plan national

Dans le cadre du PUI, la direction du CNPE lance le grément de :

- l'organisation nationale de crise EDF,
- l'organisation de crise de l'ASN, et celle de l'IRSN.

Ces organisations nationales forment avec l'organisation locale un système cohérent interconnecté.

L'organisation de gestion de crise d'un CNPE intègre :

Un Plan d'Urgence Interne (PUI) qui est une obligation réglementaire dont l'objectif est de couvrir les situations présentant un risque notable pour la sûreté des installations, pouvant conduire à des rejets radioactifs, chimiques et/ou toxiques dans l'environnement. Par exemple, les situations couvertes par le PUI sont les brèches sur le circuit primaire, les ruptures de tube du générateur de vapeur, les incendies, les accidents graves.

Une organisation de crise peut être mise en place sans déclenchement d'un PUI. C'est le cas lorsqu'il est nécessaire d'apporter une réponse à caractère sanitaire ou industriel rapide et appropriée. Elle peut être mise en place pour une perte des alimentations électriques externes sans perte du refroidissement du réacteur, un problème sur un système de sécurité, ou sur l'alternateur connecté au réseau électrique ...

La réponse à une situation de ce type nécessite un mode de mobilisation adapté qui va de la mobilisation sur mesure à la mobilisation automatique (messagerie d'appel) tant locale que nationale.

En particulier 24h/24 et 365 jours par an, au niveau du CNPE, l'organisation de crise se doit d'être opérationnelle sous 1 heure et mobilise 70 personnes.

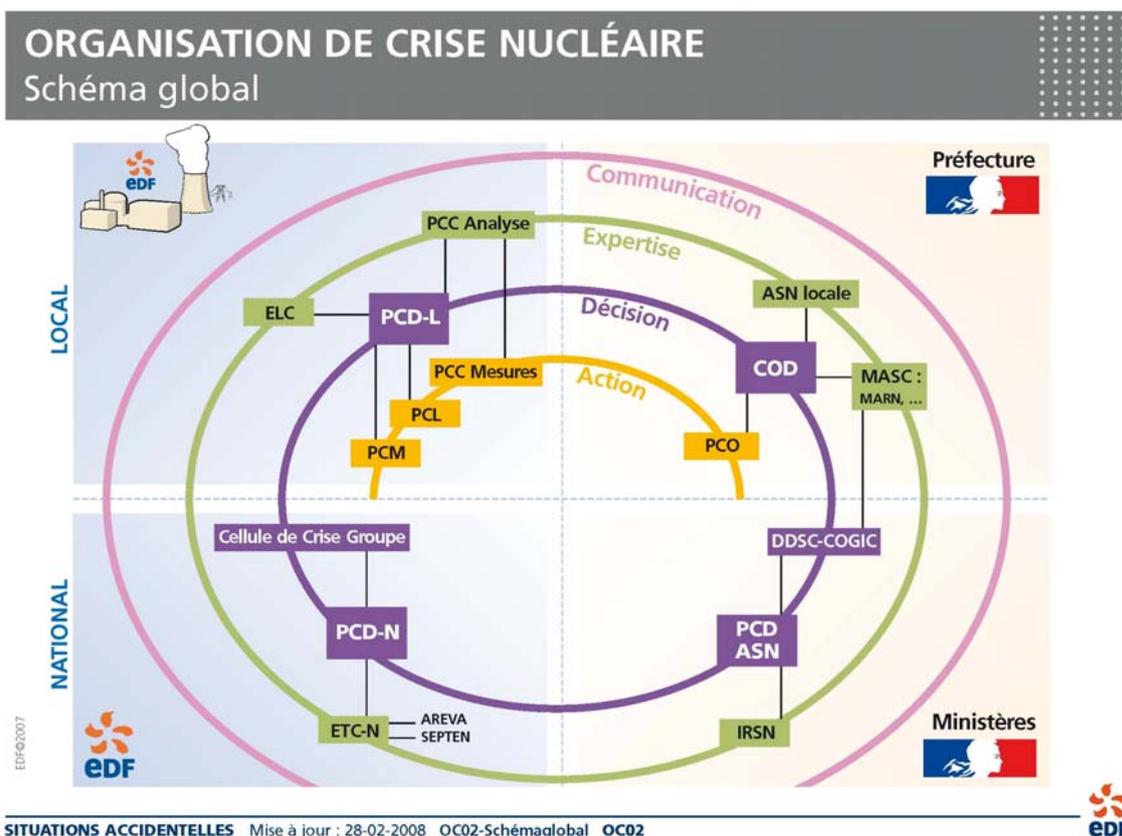
Au niveau national, l'Organisation Nationale de Crise doit être opérationnelle dans ses locaux à Paris sous deux heures, mobilise 40 personnes et en alerte 300 autres.

La montée en puissance de l'organisation de l'exploitant nucléaire en cas de PUI se fait en parallèle de la montée en puissance de l'organisation des pouvoirs publics qui lancent le Plan Particulier d'Intervention (PPI). Il existe une phase dite « phase réflexe » du PPI dans les cas d'accidents à risque de rejets précoces afin d'avertir les populations dans un rayon de 2Km à l'aide de sirènes PPI implantées sur le CNPE et d'un système d'appel téléphonique des populations. Ces dernières doivent alors se mettre à l'abri et ne pas rester à l'extérieur.

3. DESCRIPTION DE L'ORGANISATION DE CRISE LOCALE EDF

L'organisation locale de crise comporte un centre de décision, trois centres d'action opérationnels et une équipe de réflexion.

La mise en œuvre du PUI se traduit donc par la constitution de 4 postes de commandement



(PC) et d'une équipe locale de crise qui assurent les différentes missions décrites ci-dessus.

- Le Poste de Commandement Local (PCL)

Son rôle essentiel est la conduite et la sauvegarde de la sûreté de la tranche accidentée. Il assure les premiers secours aux blessés, et collecte les informations sur la nature et l'ampleur de l'accident pour ses propres besoins et ceux des autres PC et de l'Équipe Locale de Crise.

Il est situé en salle de commande de la tranche concernée par l'accident.

Les actions de l'équipe de conduite sont sous le contrôle d'un ingénieur sûreté n'appartenant pas à l'équipe.

- Le Poste de Commandement Direction Local (PCD-L)

Le PCD-L, élément essentiel et plaque tournante de l'organisation, est tenu par le Directeur du CNPE (ou son représentant). Il est seul responsable des décisions à prendre pour assurer la sûreté des installations, la protection du personnel et la sauvegarde des matériels.

- Au plan interne

Il coordonne l'activité des autres PC et leur commande les actions complémentaires à effectuer.

- Au plan externe

Il assure les liaisons officielles avec :

- les pouvoirs publics locaux,
- le Préfet en le tenant informé de l'état de l'installation, des rejets en cours et de l'évolution prévisible de la situation,
- les PC direction nationaux d'EDF et de l'ASN et l'IRSN.

Le PCD-L est situé au BdS.

- Le Poste de Commandement des Contrôles (PCC Analyse et PCC Mesures), responsable de :

- la centralisation de l'interprétation des mesures radiologiques,
- l'évaluation des rejets en cours ou prévisibles et leurs conséquences dans l'environnement (estimation des doses radioactives).

Le PCC est situé au BdS.

- Le Poste de Commandement Moyens (PCM)

- Sa responsabilité est de mettre en œuvre les moyens d'intervention sur le site (secours, dépannages, télécommunications, balisages, transports) et les mesures de protection de personnel (regroupement, éloignement éventuel, décontamination).

- Il mène à bien l'ensemble des problèmes de logistique interne.

- La mission du PCM couvre les quatre domaines suivants :
 - A. Logistique - services généraux (actions diverses de soutien logistique) :**
 - gestion des véhicules, organisation des transports et de la subsistance du personnel intervenant,
 - balisage du site et réglementation de la circulation sur le site,
 - fourniture et régulation des moyens humains et matériels nécessaires aux autres PC,
 - gestion de la relève des PC,
 - transmission de demandes à l'équipe Protection de Site,
 - liaisons avec les entités en appui.
 - B. Télécommunications :**
 - assistance aux PC pour assurer l'opérabilité des moyens de communication,
 - activation des moyens de télécommunication du site.
 - C. Maintenance :**
 - organisation des interventions particulières nécessitées par la situation : Travaux - Interventions au service du PCL sur priorisation du PCD, dépannages, réparations,
 - mise en œuvre des Matériels Mobiles de Sûreté.
 - D. Protection des personnes - Sécurité - Radioprotection :**
 - contrôle du regroupement des personnes présentes sur le site, information aux personnes regroupées, organisation éventuelle de l'éloignement ou de l'évacuation du site,
 - mise en place d'un centre de contrôle de contamination et de décontamination rapide,
 - grèvement d'un Centre de Tri et de Soins (CTS),
 - assistance des secours externes pour les interventions en zone contrôlée et pour l'évacuation de victimes contaminées,
 - contrôle des conditions d'intervention sur site,
 - participation à la mise en place des MMS et matériels PUI,
 - activation du local de repli.

Le PCM exerce sa mission en informant régulièrement le PCD, sur :

- l'état de la situation dans les différents locaux de regroupement,
- la radioprotection sur le site (balisage ...),
- l'avancement des actions et des travaux en cours et les délais de restauration.

Le PCM est situé au BdS.

- L'équipe locale de crise (ELC)

- Au plan interne

Elle analyse et évalue en liaison avec les équipes nationales de crise la situation et son évolution (diagnostic/pronostic), afin d'émettre des avis et recommandations vers le PCD-L sur la conduite à tenir à moyen terme.

- Au plan externe

Elle complète l'information des équipes nationales de crise (EDF et IRSN) et participe à l'élaboration du diagnostic/pronostic.

Cette équipe s'installe physiquement au Local Technique de Crise (LTC), où sont retransmises les informations provenant de la tranche accidentée, et sont implantés les moyens de télécommunication avec les Locaux Techniques de Crise Nationaux (EDF - IRSN).

4. DESCRIPTION DE L'ORGANISATION DE CRISE NATIONALE EDF

Chargée d'assister l'organisation locale, elle comporte :

- Le Poste de Commandement Direction National (PCD-N)

En appui du Président de l'Entreprise, il est tenu par le responsable de la Division Production Nucléaire (ou son représentant). En relation permanente avec le PCD-L du site, il traite les questions d'ordre national. Il est chargé de :

- coordonner les actions de l'ensemble de l'organisation de crise EDF,
- définir les orientations de la gestion de l'événement sous tous ses aspects techniques,
- conseiller le CNPE concerné par l'événement,
- mettre à disposition les moyens humains et matériels dont le site pourrait avoir besoin.

Il assure les relations avec les Pouvoirs Publics au plan national et la Présidence du Groupe EDF.

Il coordonne l'information des médias au sein d'EDF et assure l'élaboration de l'information interne à EDF.

- L'Équipe Technique de Crise Nationale

En liaison permanente avec l'équipe locale de crise, et l'équipe de crise de l'IRSN, avec lesquelles elle confronte ses résultats, l'équipe nationale de crise d'EDF effectue un diagnostic de la situation (le présent) et un pronostic sur son évolution (le futur) en vue de :

- compléter l'information du PCD-N National,
- émettre des avis et recommandations vers l'exploitant ; en particulier, définir les objectifs à atteindre à moyen terme, et les actions à mettre en œuvre pour y parvenir. Cette action est complémentaire aux procédures de conduite qui permettent de ramener la tranche en état sûr, sur la base du passé et du présent de la tranche.

L'Équipe Technique de Crise Nationale se réunit dans un local technique de crise situé à SAINT DENIS (93), où sont retransmises les informations de la tranche accidentée et regroupés les moyens de télécommunication.

5. LES GRANDS OBJECTIFS DE L'ORGANISATION DE CRISE

L'organisation de crise doit permettre de :

- ALERTER ET MOBILISER LES RESSOURCES

Il s'agit :

- d'être capable de détecter dès son émergence toute situation anormale,
- d'alerter les membres de l'organisation de crise au plus tôt afin que toutes les compétences requises soient mises en place rapidement,
- être clair et précis afin que chacun puisse mesurer l'importance de la situation rencontrée dans le cadre de sa mission et agir en conséquence.

La durée de la gestion d'une situation de crise est un autre paramètre à prendre en compte dans le dimensionnement des équipes. Aussi l'organisation doit permettre d'assurer la relève des équipes (roulement à 5 ou 6 équipes).

- MAITRISER LA SITUATION ET EN LIMITER LES CONSEQUENCES

Il convient de distinguer une première phase, où s'effectuent les actions immédiates, de la phase de conduite de crise proprement dite. Dans cette première phase, la maîtrise des conséquences de la situation sur le plan technique incombe totalement aux équipes de conduite, qui appliquent les consignes incidentelles ou accidentelles.

Dans la phase de conduite de la crise, les équipes de conduite sont, après le gréement de l'organisation PUI, assistées dans leur mission par les équipes techniques locales puis nationales. Hors accident grave, la contribution des équipes techniques à cet objectif consiste en :

- un appui à l'application des procédures de conduite accidentelle,
- des propositions d'actions, complémentaires à ces procédures, visant à limiter les conséquences de la situation accidentelle sur les installations et l'environnement : actions de conduite particulières, surveillance complémentaire du confinement et actions éventuelles associées, propositions et priorisation pour les restaurations de matériels défectueux.

En cas d'accident grave, la situation n'est plus couverte par les procédures incidentelles/accidentelles mais par les procédures de gestion des AG. L'objectif n'est plus la sauvegarde du cœur, mais le contrôle, le maintien ou la restauration du confinement de l'installation, afin de limiter le plus possible les rejets dans l'Environnement.

■ **PROTEGER, PORTER SECOURS ET INFORMER LE PERSONNEL**

L'organisation de crise PUI prend en charge le secours aux victimes.

Dans le cas d'accidents avec blessés, l'organisation mise en place distingue une première phase, avant l'arrivée des secours externes, et une deuxième phase médicalisée pilotée par le Directeur des Secours Médicaux rattaché au SMUR et au SAMU.

Dans la première phase, l'objectif est à la fois d'assurer au plus vite l'alerte des secours externes, de préparer leur accueil et de porter les premiers gestes de secourisme. La réussite de cette première phase, très brève, repose sur la réactivité des acteurs et leur professionnalisme.

L'arrivée des secours externes ne relève pas le CNPE de ses responsabilités ; le rôle de l'exploitant est alors de faciliter leur intervention dans un milieu qui peut être hostile ou réputé comme tel (risques industriels, risques d'irradiation ou de contamination) ; il importe en particulier d'assurer leur protection et les moyens de communication avec leur base arrière afin de permettre dans les meilleures conditions, la prise en charge des blessés dans les structures hospitalières.

La gestion de la crise ne se limite pas à la gestion technique ; en particulier, il convient de prendre en compte les composantes humaines et sociales.

La connaissance des signaux d'alerte, le balisage et le repérage des locaux de regroupement du personnel non indispensables à la gestion de la crise ainsi que la conduite à tenir en cas d'alerte, concernent l'ensemble des personnes travaillant sur le site, personnel EDF et prestataires.

Une information de l'ensemble du personnel est faite par un membre de l'équipe de direction, en préalable à la mise en œuvre d'une décision de retour au domicile des personnes non impliquées par la gestion de crise.

Sur le site, l'organisation prévoit, en phase post-accidentelle, l'assistance psychologique des intervenants.

- **INFORMER LES POUVOIRS PUBLICS**

L'information destinée aux Pouvoirs Publics leur permet de juger du besoin de prendre des mesures de protection des populations et d'assurer leur propre communication. Cette information doit prendre en compte les délais de mise en œuvre de ces actions ; elle doit être compréhensible par des non-spécialistes.

- **COMMUNIQUER**

Deux composantes essentielles de la gestion de crise répondent à cette préoccupation : la communication associée à l'événement d'une part et d'autre part le processus d'assistance mis en place, dès les premières heures, dès lors qu'il y a un risque d'accident nucléaire.

L'information transmise évolue au cours de la crise :

- dans un premier temps, il s'agit de présenter les faits,
- dans un second temps, expliquer les conséquences potentielles immédiates de la situation,
- et seulement plus tard, présenter les conséquences à plus long terme (matérielles, humaines, politiques, économiques, environnementales ...), comprendre les causes et identifier les responsabilités et les mesures prises afin que l'événement ne se reproduise plus.

Pour satisfaire tous les objectifs de la gestion de crise, les enjeux doivent être connus et partagés lors de la préparation des équipes de crise et en situation proprement dite, le partage d'information entre tous les niveaux, local, régional et national, constituant un enjeu majeur. Ainsi toute information relative à un changement notable de la situation, dans un sens ou dans l'autre, doit être communiquée sans délai aux autres acteurs.

Ce partage permet aux décideurs d'avoir les éléments de pilotage, aux experts d'effectuer leur analyse et aux communicants d'être réactifs. Il permet aussi d'assurer la cohérence de communication entre le niveau local et niveau national, aussi bien en interne à l'entreprise qu'avec les acteurs externes ; cette cohérence doit contribuer à donner de la confiance aux acteurs vis-à-vis de la gestion d'ensemble de la crise.

6. GESTION DES RESSOURCES HUMAINES

a) Ressources humaines associées à la mise en place du PUI

L'organisation mise en place en cas de PUI permet de traiter à la fois les conséquences liées aux risques classiques (incendie, accident de personnes, etc...) et aux conséquences radiologiques, qu'elles soient avérées ou seulement potentielles.

Elle se substitue totalement à l'organisation normale d'exploitation : les objectifs de l'organisation de crise sont prioritaires devant ceux de l'exploitation au quotidien, les structures de commandement et d'action sont spécifiques, les modalités d'échanges et de transmission de l'information en interne et en externe sont codifiés. Elle ne se limite pas à la gestion de l'unité de production affectée mais prend également en compte la sécurisation de l'ensemble des unités du site.

L'organisation repose, en premier lieu, sur les moyens utilisés pour l'exploitation normale des installations.

Il s'agit :

- des équipes de conduite, assurant par roulement un service continu et placées sous l'autorité du chef d'exploitation,
- des équipes de protection de site assurant la protection et la sécurité des installations.

Par ailleurs, l'organisation mise en place, lors du déclenchement du PUI fait appel à des ressources complémentaires et des structures spécifiques permettant de faire face aux missions et obligations dont l'exploitation est redevable en cas de situation incidentelle ou accidentelle.

L'ingénieur sûreté est opérationnel en moins de 40 minutes après l'appel du chef d'exploitation. Les équipes PUI locales sont opérationnelles dans leurs locaux moins d'une heure après le déclenchement de l'alerte.

En PUI à dominante sûreté, l'organisation nationale de crise de la Division Production Nucléaire est systématiquement mobilisée.

Les équipes nationales sont opérationnelles moins de deux heures après le lancement de l'alerte par la messagerie nationale.

Le dimensionnement des équipes de crise et des moyens doit permettre de répondre à la gestion d'une situation accidentelle correspondant au déclenchement d'un PUI sur une unité de production.

Le dimensionnement des ressources s'appuie sur un « noyau de référence » constitué des ressources internes du site et éventuellement complété par des ressources disponibles soit, sur les autres CNPE, soit au niveau régional, voire national.

Des conventions d'assistance inter-sites précisent les ressources susceptibles d'être sollicitées et les conditions de leur mobilisation.

b) Gestion des relèves

La gestion de la relève vise à assurer :

- La relève des équipes du site.
- La préparation des relèves des équipes participant au PUI au niveau National est systématique pour chaque mobilisation intervenant dans le cadre d'un exercice ou dans le cadre d'une situation réelle. Le système d'alerte national émet un message vers l'ensemble des équipes de crise nationales. La relève est préparée à partir des messages d'acquis reçus.

Quelle que soit la situation, normale ou accidentelle, la relève doit permettre :

- La passation des consignes entre l'équipe descendante et l'équipe montante.
- Le commentaire des événements du quart passé dans le but de définir les activités à venir.
- La garantie de la continuité des informations et des actions en cours ainsi que la qualité de l'information sur l'état des installations.

En fonction de l'affectation des tâches de chaque agent de l'équipe, chacun fait le point avec son homologue de l'équipe montante, en utilisant le support écrit précédemment complété.

Quelle que soit la situation, la traçabilité des actions réalisées par les équipes de conduite est assurée :

- Au niveau local pour les équipes de conduite : Les documents applicables en situation d'accident graves à disposition des différents intervenants sont renseignés au fur et à mesure de leur application, ce qui assure la traçabilité des actions réalisées et facilite la relève.
- Au niveau local des équipes participant au PUI : une main courante est rédigée pour chaque PC de crise qui résume l'ensemble des actions réalisées.
- Au niveau national : un journal de bord est rédigé et permet d'assurer l'historisation de l'évolution de la situation et des différentes actions mises en œuvre. Par ailleurs, un système d'information commun aux centres de crise locaux et nationaux permet de classer et de prioriser les informations.

7. LOCAUX DE CRISE

Les différents locaux utilisés par l'organisation locale de crise sont :

- la salle de commande où se trouve le PCL,
- le Local Technique de Crise (LTC) où se trouve l'Équipe Locale de Crise,
- le Bloc de Sécurité (BDS) qui réunit les autres PC locaux. Le BDS qui est nécessaire lors des situations H1, H3 et vis à vis des accidents graves est dimensionné aux règles « neige et vent » en vigueur au moment de sa construction. Il présente des marges importantes vis-à-vis des effets directs du vent et des projectiles du fait de sa construction en béton armé.

Les autres locaux utilisés dans une situation de crise sont :

- Les locaux de regroupement (LR) sont des locaux dans lesquels le personnel est regroupé en cas de PUI (Sûreté Radiologique).
- Le Local de repli : Le local de repli, situé à l'extérieur du site et en dehors des vents dominants permet l'accueil des personnes présentes sur le site au moment de l'accident en vue d'assurer leur protection (décontamination éventuelle) et de les informer. Ce local rassemble donc le personnel que le directeur de crise du site aura décidé d'éloigner du CNPE pour des raisons de sécurité. En cas d'éloignement du personnel non nécessaire à la gestion de l'évènement, il permet de regrouper des personnes pour les mettre à disposition afin d'organiser la relève.

En situation accidentelle, ce local de repli peut également être utilisé pour assurer le point de ralliement des relèves du personnel présent sur le site.

Ce local doit être équipé de moyens pour mesurer la contamination des personnes et des moyens de décontamination.

Au niveau national, les locaux de crise sont :

- pour le PCD-N : siège d'EDF (Avenue de Wagram à Paris),
- pour l'ETC-N : à Saint Denis « Cap Ampère » (LTC-N).

8. MOYENS DE COMMUNICATION

Les moyens de communication permettent d'assurer la communication interne entre les équipes de crise et les locaux de regroupement et la communication externe avec les acteurs externes, au niveau local et national.

L'organisation nationale de crise s'appuie sur un dispositif de télécommunications permettant :

- D'alerter au plus tôt les acteurs internes et externes à l'entreprise afin de gréer les équipes de crise locales et nationales, tant côté EDF que pouvoirs publics.
- D'alerter les populations en cas d'atteinte d'un critère PPI phase réflexe.
- D'échanger des données (voix, fax ou informatique) entre les différents centres de gestion de la Crise, sur site et hors site.
- D'informer le public et les médias.

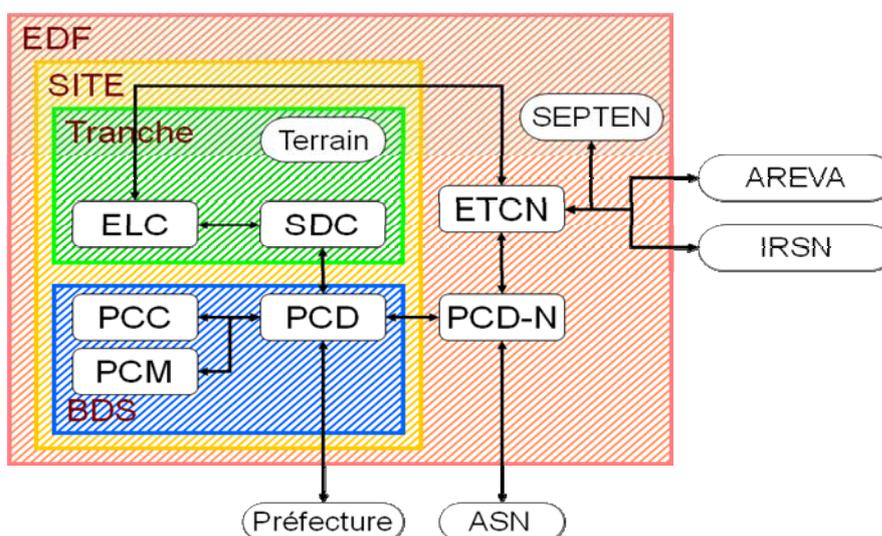
Ce dispositif répond aux besoins fonctionnels de l'organisation nationale de crise (structurée autour de 4 cercles : action, expertise, décision et communication) réunissant les acteurs locaux et nationaux de l'exploitant et des pouvoirs publics.

Les liaisons nécessaires au fonctionnement de ce dispositif sont définies et les liaisons sont classées en deux catégories selon leur importance :

- Les liaisons assurées par deux moyens fiables et redondants avec une garantie de temps de rétablissement de 8h sur la perte d'un système et de 4 heures sur la perte de la liaison (liaisons dites de catégorie 1).
- Les liaisons assurées par un moyen fiable avec une garantie de temps de rétablissement de 40h (liaisons dites de catégorie 2).

Ceci garantit un haut niveau de disponibilité (par exemple, les deux liaisons contribuant à la liaison de catégorie 1 du site avec l'extérieur sont sous la supervision permanente des opérateurs de télécommunication respectifs, réseau France Télécom public et réseau sécurisé dédié).

Le schéma suivant synthétise les liaisons télécom de catégorie 1 :



Le retour d'expérience indique une disponibilité effective des liaisons internes et externes conforme à l'exigence, observée lors des exercices, des crises réelles et des tests périodiques.

Les moyens de communication utilisés lors du grément de l'organisation peuvent être défaillants (soit suite à une dégradation immédiate consécutive à l'événement initiateur, dans la mesure où ils sont supportés sur site et hors site par une technologie filaire, soit par épuisement des batteries assurant leur fonctionnement).

Afin de fiabiliser ces différents moyens de communication, l'étude du renforcement de quelques liaisons stratégiques avec des moyens de communication d'une autonomie renforcée, et résistant au séisme et inondation (i.e. totalement indépendants des moyens de communication filaires) est engagée. Ces liaisons seront classées en catégorie 1 renforcée.

L'objectif est d'équiper les salles de commande (PCL), les locaux de l'équipe locale de crise (ELC) et le bâtiment de sécurité (différents PC) de téléphones à liaison satellite et bénéficiant d'une autonomie renforcée permettant :

- au chef d'exploitation de quart de lancer l'alerte, quelle que soit la situation des moyens de télécommunication filaires,
- aux acteurs locaux et nationaux du plan d'urgence interne de pouvoir établir ou poursuivre leurs échanges, en disposant de communication vocale, de FAX et/ou d'échange de données techniques,
- à la FARN, dès lors qu'elle devrait intervenir, d'entrer en liaison avec les intervenants du site.

9. SOUTIEN TECHNIQUE HORS SITE

Le soutien technique hors site est fonction de la situation du site et des événements survenus. Il peut être assuré par les dispositions suivantes :

- L'organisation nationale de crise qui dispose des appuis techniques interne EDF et externe.
- L'assistance intersites : des moyens humains (opérateurs, agents de maintenance, ...) peuvent être sollicités sur les autres CNPE en vue de renforcer ou de remplacer les équipes en place sur le site impacté par l'accident. De même, des moyens matériels peuvent être sollicités sur les autres CNPE afin de venir en renfort du site où une situation accidentelle nécessiterait ces matériels. EDF, avec son parc de 58 réacteurs en fonctionnement, bénéficie ainsi d'une possibilité de foisonnement importante, tant humaine que matérielle.
- L'assistance UTO (Unité Technique Opérationnelle) d'EDF qui dispose des pièces de rechange, voire d'équipements complets.
- L'Agence de Maintenance Thermique – Centre (AMT-C) pour les aspects logistiques de transport et d'acheminement de matériels.

- Le GIE Intra (Organisation commune à CEA, AREVA et EDF) qui dispose de moyens d'interventions en zone contaminée (robots) et d'engins de déblaiement.
- L'appel au moyen de la Force d'Intervention Rapide Électricité (FIRE) d'ERDF qui a démontré son efficacité pour les restaurations du réseau lors d'évènements climatiques extrêmes.

L'organisation de crise ne prévoit pas de dispositif spécifique permettant de faire face à une destruction importante des infrastructures autour de l'installation, et, en cas de désordres majeurs des voiries et ouvrages d'art, il est fait appel aux pouvoirs publics qui, en complément des PPI spécifiques à la situation de crise, mettent en œuvre les dispositions ORSEC.

En complément EDF prévoit la création d'une Force d'Action Rapide Nucléaire (voir annexe « FARN »).

10. PRINCIPES DE GESTION ET DE PROTECTION DES PERSONNES SUR LE SITE

10.1 MOYENS RELATIFS A LA PROTECTION DU PERSONNEL

– Risques radiologiques

Les moyens mis en œuvre en fonctionnement normal, pour assurer le contrôle des conditions radiologiques sur le site restent opérationnels et adaptés aux conditions pouvant être rencontrées lors d'un accident grave. Des stocks de comprimés d'iode stable sont prévus pour assurer leur distribution en situation d'urgence.

Par ailleurs, il est important de noter que si les principes habituels de radioprotection s'appliquent en situation accidentelle il se peut que des interventions en milieu radiologiquement hostile soient à réaliser dans le cadre des expositions exceptionnelles :

- ✓ exposition d'urgence notamment s'il s'agit de sauver des vies humaines,
- ✓ exposition sous autorisation spéciale dans la phase post accidentelle.

La gestion des dispositions en radioprotection, sur la base des valeurs utilisées en exploitation normale, permet de faciliter l'appréciation du risque radiologique par les intervenants.

Les procédures accidentelles d'exploitation demandent l'intervention sur le terrain de personnel. Les opérations visant à placer les installations dans un meilleur état de sûreté respectent, quelque soit la situation, les règles de la radioprotection (limitation du temps d'exposition, utilisation d'écran, ...).

– Risques liés à l'environnement industriel

Les moyens à mettre en œuvre découlent de l'analyse de risques réalisée par chaque site, permettant d'identifier les sources potentielles et d'établir les conventions d'alerte appropriées.

Les consignes de conduite, de la protection de site et de l'astreinte direction précisent la conduite à tenir en cas de danger toxique et/ou chimique.

– **Risques en cas de conditions météorologiques extrêmes**

Des consignes sont établies sur chaque site pour procéder à l'arrimage des objets en cas de vents forts par exemple. En cas d'inondation ou de grands froids, des dispositions sont prises pour limiter les conséquences pour le personnel présent sur site.

10.2 PRINCIPES DE GESTION DU PERSONNEL SUR SITE NON IMPLIQUE PAR LA GESTION ACCIDENTELLE

L'un des objectifs principaux de la gestion d'une crise consiste à assurer la protection des personnes sur le site.

Le recensement des personnes réalisé dans les locaux de regroupement permet :

- d'identifier les ressources auxquelles il pourrait être fait appel pour renforcer les personnes d'astreinte,
- d'évaluer, par anticipation, les moyens de transport nécessaires, en cas de décision d'évacuation du site.

Les contrôles permettent de :

- vérifier régulièrement les conditions radiologiques des locaux et d'établir pour chaque individu un suivi dosimétrique,
- évaluer, en cas de suspicion, la contamination externe des personnes et en cas de besoin, les diriger vers le service médical, pour réaliser leur décontamination.

Le suivi radiologique repose sur un contrôle global du débit de dose gamma ambiant du local et un suivi dosimétrique collectif par un film témoin, porté par le responsable du point de regroupement.

11. MAINTIEN DES COMPETENCES / FORMATION / SITUATIONS DE CRISE REELLES

Le maintien de la capacité des personnes à intervenir et des organisations à se mobiliser s'obtient par la formation des différents intervenants et la réalisation d'exercices périodiques.

Il convient de ne pas attendre un accident significatif pour mettre à l'épreuve en conditions réelles l'organisation mise en place pour assurer la sécurité des populations. A cette fin, des exercices sont réalisés régulièrement, à la fois pour entraîner les équipes de crise et pour tester les moyens et les organisations en vue d'identifier les dysfonctionnements éventuels.

Hormis les tests d'alerte et exercices de mobilisation, les exercices nationaux de crise nucléaire permettent de tester tous types de situations accidentelles y compris le domaine accidents graves et aléas climatiques.

Le retour d'expérience issu de l'ensemble de ces exercices ainsi que des situations de crise réelles est utilisé pour faire progresser l'organisation de crise au niveau local et national et pour améliorer la nécessaire coordination entre les Pouvoirs Publics et l'exploitant.

La formation fait partie des préoccupations de l'exploitant en termes de transfert de connaissances et de mise à niveau des compétences des différents acteurs impliqués dans la gestion de crise. C'est pourquoi, il existe des formations couvrant le domaine des accidents graves et outils de crise.

Les personnels à former sont les membres des équipes locale et nationale de crise concernés par les aspects techniques de gestion d'une situation accidentelle, les membres de la direction (niveau local et national) et les opérateurs pour la conduite des installations.

Des exercices et entraînements sont réalisés chaque année sur chaque CNPE. De plus des exercices nationaux font intervenir les pouvoirs publics et les autorités de sûreté. La population est amenée à y participer avec notamment des évacuations de personnes en dehors du périmètre proche de la centrale.

12. EN CONCLUSION

La gestion de crise est l'ensemble des modes d'organisation, des techniques et des moyens qui permettent à une organisation de se préparer et de faire face à la survenance d'une crise puis de tirer les enseignements de l'évènement pour améliorer les procédures et les structures dans une vision prospective.

Pour faire face à ces types d'agressions et au titre de la législation, l'exploitant a mis en place une réponse organisationnelle pour gérer l'évènement.

L'organisation de crise est suffisamment robuste et « tout terrain » afin qu'en présence d'évènement non prédictible, ne rentrant pas dans un schéma préétabli en terme d'aléa et de critères de déclenchement, le site puisse mettre en œuvre l'organisation PUI en l'adaptant autant que de besoin en fonction de l'agression potentielle ou réelle.

RECS du CNPE de FLAMANVILLE 1-2

ANNEXE 2

LA FORCE D'ACTION RAPIDE NUCLEAIRE : FARN

Dans ses premières analyses qui ont suivi l'accident de Fukushima, EDF a constaté la nécessité d'enrichir son organisation de crise par un dispositif national capable d'apporter rapidement une aide matérielle et humaine à un site en grande difficulté.

Ce dispositif, désigné par l'acronyme FARN (Force d'Action Rapide Nucléaire) est en cours de construction (avec un début de mise en oeuvre en 2012) sur la base des attendus suivants :

- intervenir au bout de 24 h, en continuité et en relève des équipes de quart 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 (ce qui implique des capacités logistiques en support dans le domaine de l'alimentation et du couchage notamment) 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, uniques pour le Parc, 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.

D'astreinte immédiate et mobilisée par l'échelon de décision national de l'organisation de crise d'EDF, la FARN interviendra dans les domaines de la conduite, de la maintenance et de la logistique pour limiter la dégradation de la situation : rétablir ou pérenniser le refroidissement du réacteur, éviter le relâchement conséquent de substances radioactives dans l'environnement et, si possible, éviter la fusion du cœur.

Son grément sera réalisé avec du personnel EDF dédié, préparé aux situations d'urgence, notamment par une formation, mais aussi par des entraînements et des mises en situation réguliers.

Organisée par modules, avec du matériel standardisé, elle interviendra de façon progressive et circonstanciée à partir d'une base arrière, située à proximité du site, et après des premières actions de reconnaissance.

Ses interventions seront effectuées dans le strict respect des consignes de sécurité et de radioprotection d'EDF.

Ses matériels d'intervention sont complémentaires aux moyens et installations sur site : circuits de sauvegarde, matériels mobiles de sûreté et matériels PUI. Ils sont de type « plug and play » pour les interventions de première nécessité afin de limiter les risques inhérents à une intervention sous stress. Ils peuvent être complétés par des moyens lourds nationaux.

Elle utilisera des moyens de transport permettant un accès au site en situation de grand désordre matériel : moyens de franchissement d'obstacle, de déblaiement, de transport lourds, éventuellement aérien. Les principes de gestion de ces moyens de transport doivent permettre d'éviter a priori les conflits d'usage qui pourraient survenir avec la protection civile ou les forces armées dans le cas où des besoins simultanés se feraient jour, ce qui est envisageable en cas de catastrophe naturelle de grande ampleur.

La FARN est ainsi en capacité de :

- faire intervenir sous quelques heures plusieurs dizaines de personnes, possédant les compétences des différents métiers nécessaires au traitement matériel et organisationnel de la crise, tant en terme de spécificité métier que de connaissance des différents paliers technologiques des installations ;
- mettre à disposition des intervenants, pour le cas où la situation le rendrait nécessaire, des moyens de contrôle et de protection dans le domaine de la radioprotection, qu'il s'agisse notamment de :
 - protections individuelles ;
 - dispositifs de protection collective, tant pour les moyens de transport que pour les préparations d'intervention sur site ;
 - dispositifs de protection organisationnels, comme le repli vers une base arrière protégée, (base arrière mobile pour permettre une adaptation aux conditions climatiques, disposant de moyens mobiles de façon à effectuer les actions de décontamination au plus près du terrain tout en s'adaptant aux conditions d'intervention du moment) ;
 - moyens de suivi de la dose intégrée par les intervenants, de façon en particulier à respecter la législation sur les expositions d'urgence ;
 - soutien psychologique spécifique au personnel ;
- être en constante interaction avec le Directeur du CNPE ou son représentant, à qui elle rend compte de son activité, qui demeure responsable de la sûreté des installations et auquel la FARN apporte un appui matériel et humain en fonction de la situation.

Elle dispose pour ce faire d'une capacité propre de décision et peut élaborer des stratégies d'action de premier niveau sur l'installation.

Sa mobilisation est demandée par l'organisation nationale de crise (ONC) qui coordonne l'ensemble des moyens nationaux mobilisés par EDF. Son pilotage dans la durée est assuré par l'ONC.

Elle cherche en permanence à minimiser les risques pour les intervenants et à optimiser les conditions d'intervention dans une situation de stress important.

L'intervention de la FARN a lieu en trois temps :

- La reconnaissance au bout de quelques heures par une partie de la première équipe intervenante, de façon à établir un premier diagnostic des besoins, des contraintes de la situation et engager les approvisionnements adaptés (moyens de transport, type de matériel à amener, compétences prioritairement nécessaires) ;

- L'intervention d'urgence en 24h, de relève des équipes de quart et de mise en œuvre des moyens d'intervention d'urgence ;
- L'intervention de long terme, c'est à dire de l'ordre de quelques jours, particulièrement pour la mise en place des moyens matériels nationaux tels que matériels de radioprotection et de décontamination, traitements des effluents, production d'eau déminéralisée, engins spéciaux de terrassement, protections physiques contre le risque inondation,....

Schéma de gréement de la FARN

Force d'action projetable

Commandement + support technique

Actions terrain

Conduite

Moyens

Support

Logistique base
(gîte, couvert,
magasin..)

Back office

- Apport de matériel complémentaire, transports
- Renouvellement des équipes, gréement des relèves
- Liaison avec l'ONC

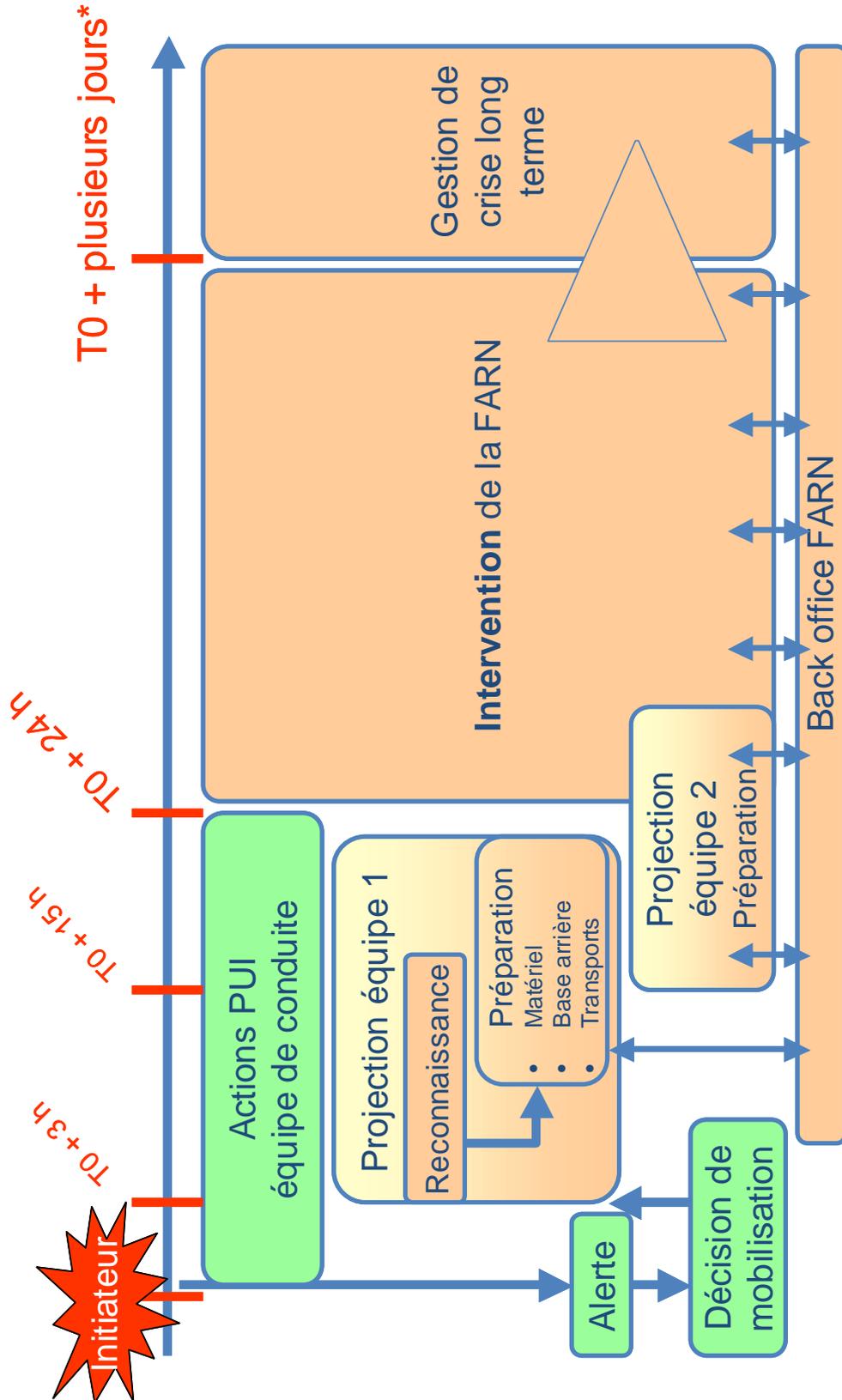
Localisation

Site

Base arrière

Hors zone

Chronogramme d'intervention de la FARN



* sera précisé en fin d'année 2011

RECS du CNPE de FLAMANVILLE 1-2

ANNEXE 3

ORGANISATION DE LA RADIOPROTECTION ET DE LA SECURITE EN CAS D'AMBIANCE RADIOLOGIQUE SIGNIFICATIVE SUR UN CNPE

SOMMAIRE

1. INTRODUCTION.....	4
2. CONDITIONS D'INTERVENTION.....	4
3. PRISE EN CHARGE MEDICO-PSYCHOLOGIQUE.....	6
3.1 RÔLE DES CELLULES D'URGENCE MEDICO-PSYCHOLOGIQUE EN FRANCE.....	6
3.2 RÔLE DES MEDECINS DU TRAVAIL.....	7
4. ORGANISATION DE LA RADIOPROTECTION SUR SITE ET A PROXIMITE EN CAS DE REJET SIGNIFICATIF OU DE CONTAMINATION	7
4.1 LOCAUX SUR LE SITE.....	7
4.1.1 Zone de contrôle et de tri	8
4.1.2 Moyens de communication	9
4.2 BASE ARRIERE EN MATIERE DE RADIOPROTECTION	9
4.2.1 Module de contrôle de contamination interne (anthropogammamétrie).....	9
4.2.2 Module de traitement de la dosimétrie	10
4.3 MOYENS DE TRANSPORT.....	10
4.4 TENUE DE TRAVAIL, EPI.....	10
4.4.1 Protection des pieds	11
4.4.2 Protections de la tête et des voies respiratoires	11
4.4.3 Protection des voies respiratoires.....	11
4.4.4 Prise de comprimés d'iode stable.....	12
4.4.5 Dosimétrie passive.....	12
4.5 MATERIELS DE MESURE ET OUTILLAGES DE RADIOPROTECTION	13
4.5.1 Généralités.....	13
4.5.2 Types de rayonnements pris en compte	14
4.5.3 Protections individuelles.....	14
4.5.4 Protections collectives.....	15
4.6 POINTS A APPROFONDIR.....	17



Synthèse :

Cette annexe présente les pistes d'étude qu'EDF va engager concernant l'organisation de la sécurité et de la radioprotection sur et autour d'un CNPE après un accident nucléaire sévère (type Fukushima) tant pour le personnel du CNPE que de celui de la FARN.

Basée pour partie sur le retour d'expérience de Fukushima, cette annexe présente une première analyse de l'organisation à mettre en place pour la gestion des accès dans la zone d'exclusion et sur le site, les conditions d'intervention des travailleurs (tenues, EPI, ...) et les moyens de contrôle à mettre en place.

Elle donne les premières orientations pour l'établissement d'une liste de matériels et outillages de radioprotection dont les sites (gestion des premières 48h) et la FARN devraient se doter pour intervenir dans les conditions les plus acceptables possibles. Les équipements définis sont à priori des équipements de base. Il convient, à partir de l'analyse de risque de l'intervention, de définir les moyens de protection complémentaires qui garantiront les conditions pour assurer la sécurité du personnel intervenant.

1. INTRODUCTION

Dans la gestion d'un accident grave trois phases peuvent être distinguées :

- Une première phase de réponse immédiate dans laquelle l'exploitant du CNPE gère la situation de manière autonome.
- Une seconde phase qui va de l'arrivée de renfort aux équipes de conduite, dont la Force d'Action Rapide du Nucléaire (FARN), jusqu'à la définition de l'organisation de l'exploitation de la tranche à moyen et long terme et l'organisation des équipes constituées.

La phase d'action de la FARN débute 24h00 après l'alerte. La FARN a pour objectif de prévoir et d'apporter pour le court et moyen terme (quelques semaines à quelques mois) l'organisation, les moyens matériels et humains nécessaires à la gestion immédiate de la crise. Elle a aussi pour rôle de préparer l'organisation du site afin de préparer sa relève pour une gestion de la crise à long terme.

Dans cette phase la FARN intervient en liaison très étroite avec la Direction du site qui conserve la responsabilité d'exploitant nucléaire, mais dont les ressources matérielles et humaines sont considérées indisponibles dans le cas enveloppe.

- Une fois la situation suffisamment stabilisée, la FARN est relevée par des équipes de crise du site ou créées spécialement à cet effet pour assurer une gestion à plus long terme de la situation.

2. CONDITIONS D'INTERVENTION

Les expositions d'urgence aux rayonnements ionisants sont encadrées par la réglementation française et sont définies d'une part dans le Code de la santé publique et d'autre part dans le Code du travail. Des dispositions d'application sont données dans l'Arrêté du 8 décembre 2005.

L'article L. 1333-20 du code de la santé publique définit l'urgence radiologique comme une situation qui appelle des mesures d'urgence afin de protéger des personnes contre les dangers résultant de l'exposition aux rayonnements ionisants.

Cette définition est complétée par l'article R.1333-76 du même code qui énonce qu'il s'agit « d'un événement risquant d'entraîner une émission de matières radioactives ou un niveau de radioactivité susceptible de porter atteinte à la santé publique, notamment en référence aux limites et niveaux d'intervention fixés respectivement en application des articles R.1333-8 et R.1333-80 ».



Cet événement peut résulter :

- 1° : d'un incident ou d'un accident survenant lors de l'exercice d'une activité nucléaire définie à l'article L. 1333-1, y compris le transport de substances radioactives ;

mais aussi :

- 2° : d'un acte de malveillance ;
- 3° : d'une contamination de l'environnement détectée par le réseau de mesures de la radioactivité de l'environnement mentionné à l'article R. 1333-11 ;
- 4° : d'une contamination de l'environnement portée à la connaissance de l'autorité compétente au sens des conventions ou accords internationaux, ou des décisions prises par la Communauté européenne en matière d'information en cas d'urgence radiologique.

Les expositions d'urgences sur les CNPE en cas d'accident sont donc parfaitement encadrées par la loi.

La réglementation indique que les pouvoirs publics (et non le directeur du CNPE) peuvent sur réquisition compléter le premier groupe d'équipes spéciales d'intervention (GIE INTRA, SAMU, équipes spécialisées CEA et IRSN) en faisant appel aux personnels des CNPE.

Sur chaque CNPE, le Directeur d'Unité dispose d'une liste de personnes pouvant intervenir en situation d'urgence radiologique. Les personnes inscrites sur cette liste répondent aux conditions suivantes (article R4451-95 du code du travail) :

- être classé en catégorie A,
- ne pas présenter d'inaptitude médicale,
- avoir reçu une information appropriée sur les risques et les précautions à prendre pendant les travaux ou l'opération,
- avoir une dosimétrie sur 12 mois inférieure aux limites réglementaires.

Par ailleurs, seuls les travailleurs volontaires peuvent réaliser des travaux ou opérations prévus en situation d'urgence radiologique (article R.4451-96 du code du travail).

Le référentiel radioprotection d'EDF concernant les expositions en situation d'urgence radiologique demande par ailleurs, de confirmer avant l'intervention l'expression du volontariat des salariés. Le guide d'application recommande donc de disposer de l'avis du médecin du travail avant l'intervention.

Cette liste est revue annuellement et le non volontariat n'a pas à être justifié.

Les membres de la FARN, susceptibles par définition d'intervenir en situation incidentelle répondront aux critères ci-dessus.



Conformément à la réglementation en vigueur, EDF retient comme niveau de référence maximale pour l'intervention la valeur de 100mSv dose efficace (Corps entier), cette valeur peut être amenée à 300mSV pour sauver des vies humaines.

On veillera cependant et autant que faire se peut, à minimiser les doses reçues par le personnel intervenant en réalisant des modifications matérielles fixes ou mobiles éloignant les intervenants de la source ou se substituant totalement à l'action de l'intervenant. Les procédures relatives à la mise en œuvre du PUI répondent en particulier à ce principe et à mettre en place un suivi permanent des doses reçues.

3. PRISE EN CHARGE MEDICO-PSYCHOLOGIQUE

3.1 ROLE DES CELLULES D'URGENCE MEDICO-PSYCHOLOGIQUE EN FRANCE

En Mai 1997, suite aux attentats en France, un réseau national de cellule d'urgence médico-psychologique a été créé avec dans un premier temps 7 unités permanentes inter-régionales. Ce réseau a été mis en place en mai 2003, par la création d'une unité permanente par région (avec 22 unités).

Son principe de fonctionnement est intégré dans la logistique du SAMU et est placé sous son autorité.

Cette cellule a trois objectifs dans la durée :

- L'immédiat : traiter l'urgence, les manifestations aiguës.
- Le post immédiat : traitement de fond des manifestations qui relèvent du psycho-traumatisme (les décompensations surviennent souvent dans un second temps).
- La consultation de psycho-traumatisme.

On peut supposer qu'en cas d'accident nucléaire l'intervention de la cellule sera prioritairement destinée aux populations autour du site. Aussi une réflexion sera menée par EDF dans le cadre d'une professionnalisation de la prise en charge psychologique des intervenants sur les sites nucléaires. Cette réflexion inclura le dispositif d'accompagnement médico-psychologique qui pourrait être déployé par la FARN.

3.2 RÔLE DES MÉDECINS DU TRAVAIL

Une réflexion est à engager concernant le rôle des médecins du travail en cas d'accident grave sur un CNPE qui pourrait concerner :

- la consultation, la vérification de l'aptitude et du volontariat,
- la prise en charge de proximité des personnes sur le site,
- le soutien psychologique des équipes sur le site,
- le suivi de la dosimétrie interne.

La mobilisation éventuelle d'un médecin au sein de la FARN, disposant d'une formation spécifique, sera examinée.

4. ORGANISATION DE LA RADIOPROTECTION SUR SITE ET A PROXIMITÉ EN CAS DE REJET SIGNIFICATIF OU DE CONTAMINATION

Les paragraphes ci-dessous prennent pour hypothèse de travail, hautement improbable au vu de l'ensemble des parades développées par EDF dans le corps du rapport d'évaluation complémentaire de sûreté, que le site a dû procéder à des rejets significatifs et/ou se trouve dans une situation de site contaminé.

4.1 LOCAUX SUR LE SITE

La disponibilité des locaux de crise sera examinée d'un point de vue radioprotection pour servir de lieu de coordination des interventions et de point de repli de proximité aux intervenants. Les objectifs suivants seront recherchés :

- ces locaux devraient dans la mesure du possible être "protégés" de l'irradiation (épaisseur des murs, distance par rapport aux sources) et de la contamination (ventilation sur filtre à iode, bâtiment en surpression, sas d'entrée/sortie avec zone de contrôle et de tri),
- ces locaux devraient être suffisamment propres et pouvoir le rester pour autoriser au maximum le travail à l'intérieur sans port de protection respiratoire.

Une solution alternative ou complémentaire peut consister en cas de contamination ou d'irradiation jugée trop importante à replier les personnels concernés vers une base arrière à créer (voir & 4.2).

4.1.1 Zone de contrôle et de tri

Afin de maintenir les locaux de crise le plus exempt de contamination possible, il faut pouvoir contrôler efficacement les personnes accédant à ces bâtiments.

L'augmentation du bruit de fond sur le site (ainsi que les problèmes éventuels d'alimentation électrique, et autres conséquences de l'accident) peuvent rendre les C2 des vestiaires de zone contrôlée inopérants. D'autre part, l'extension de la zone contrôlée à l'ensemble du site, voire à un périmètre plus étendu, doit être imaginée.

Dans ces conditions, la localisation de la zone de contrôle et de tri vis à vis des locaux de crise sera étudiée afin de permettre la réalisation d'un contrôle systématique le plus adapté des personnes accédant aux installations.

Les contrôles à réaliser dans cette zone correspondent aux contrôles en sortie de chantier (contrôle de la tenue et protection, enlèvement et remplacement des pièces de tenue contaminée) et doivent permettre d'éviter une trop grande dissémination de contamination dans les locaux de crise (mise en place de SAS de déshabillage).

Cette zone doit aussi permettre de réaliser un contrôle systématique des personnes devant quitter le site, en prenant en compte les contraintes de bruit de fond.

Un contrôle complémentaire (type C2 / C3) sur une base arrière ou un autre site nucléaire situé à proximité sera ensuite réalisé pour se dédouaner de toute contamination non identifiée. La solution de mettre en réseau et en appui l'ensemble des CNPE sera examinée.

Contamination externe :

Le contrôle doit aussi assurer une absence d'impact sanitaire (évaluation dosimétrique) pour les intervenants sur lesquels subsisteraient des traces de contamination résiduelle pour une durée n'excédant pas une journée de travail (intervenants travaillant dans les locaux de crise).

Il doit aussi permettre de détecter les intervenants contaminés à un niveau nécessitant une prise en charge par une structure de décontamination.

Compte tenu du nombre potentiellement important de personnes à contrôler, il est nécessaire de disposer d'un moyen de contrôle industrialisé et suffisamment rapide.

Des portiques doivent être installés dans la zone de contrôle et de tri en liaison avec les locaux de crise du site en prenant en compte le bruit de fond. Il sera examiné si ces portiques complémentaires peuvent être amenés par la FARN.

4.1.2 Moyens de communication

En matière d'optimisation de la dosimétrie, l'un des paramètres consiste à minimiser la durée des interventions. En ce sens, l'existence de moyens de communication sur le site, évitant des allers et retours entre les locaux et améliorant la coordination des intervenants est importante. Une étude sera lancée pour s'assurer de la disponibilité des réseaux filaires ou DECT du site voire à développer des solutions qui pourraient être amenées en substitution.

4.2 BASE ARRIERE EN MATIERE DE RADIOPROTECTION

Une étude sera engagée pour examiner la nécessité de créer, sur un site en accident grave dont les locaux de crise ne seraient pas accessibles dans la durée, une base arrière située dans une zone où le bruit de fond est suffisamment faible pour réaliser des contrôles corporels (C2 et anthropogammamétrie). Toutefois ce lieu devra être suffisamment proche pour limiter les temps de transport pour se rendre sur le site.

Cette base arrière jouerait un rôle équivalent à celui du vestiaire pour l'accès en zone contrôlée. Lors de l'accès sur le site, cette base serait le point de passage obligatoire sur lequel les intervenants s'équipent de leur tenue de travail et de leurs dosimètres. Ceux-ci doivent être portés pour l'accès au site dès le passage de la base arrière.

La possibilité d'utiliser un site nucléaire proche du site concerné sera examinée.

La base arrière assurerait la logistique en matière d'hébergement des intervenants, notamment ceux de la FARN.

La base arrière disposerait des moyens de contrôle corporels performants.

Les vestiaires disposent aussi de douches dans la partie froide et de moyens de décontamination dans la partie chaude (douche, chaise de décontamination, table de soins).

4.2.1 Module de contrôle de contamination interne (anthropogammamétrie)

La capacité de passage d'une anthropogammamétrie est moins importante que celle des portiques. Il est donc important de sélectionner les personnes devant passer une anthropogammamétrie. Cette sélection se fait sur la base de l'analyse de l'intervention d'une part (intervention à risque, incident pendant la réalisation de l'intervention, ...) et sur la base des contrôles réalisés précédemment (contrôle en sortie de site, contrôle en sortie de la zone d'exclusion : C2 / C3).

Il faut aussi prévoir la réalisation d'une anthropogammamétrie systématique à l'ensemble des intervenants à une fréquence à déterminer.

En fonction de la situation, l'utilisation des anthropogammamètres d'un autre site ou du LAM situé à Saint Denis est la solution la plus simple.

4.2.2 Module de traitement de la dosimétrie

Dans cette étude, concernant la dosimétrie, dans un premier temps une collecte manuelle des doses est envisageable. Toutefois, si le nombre des intervenants devait augmenter fortement, il faudrait être capable de retrouver assez rapidement une disponibilité de la partie "gestion de la dosimétrie" du système d'information et de l'enregistrement des doses par le LMF afin d'éviter les saisies manuelles, source d'erreur.

Le système de collecte des doses corps entier devrait dans ce cas prévoir le traitement automatique pour les doses gamma et neutron.

La collecte des doses extrémité concernant un moindre nombre de personnes ferait l'objet d'une saisie manuelle dans Mikado (de même que la dosimétrie interne).

Pour assurer une redondance dans les premiers jours et dans l'attente d'une fiabilisation du système de collecte des doses, les intervenants du CNPE et de la FARN devront en complément utiliser un carnet dosimétrique individuel pour noter les doses reçues.

Dans un premier temps, des seuils d'alarme pourront être pré-réglés à des valeurs par défaut mais ces valeurs devront être affinées après la réalisation des premières cartographies, pour tenir compte de l'évolution de la situation et en particulier de la décroissance radioactive (gaz rares, iodes) et aussi en fonction de l'analyse d'optimisation des interventions.

Le traitement des dosimétries particulières (neutron, extrémités) doit aussi être assuré.

4.3 MOYENS DE TRANSPORT

Une étude sera engagée concernant le type de véhicules à avoir à disposition pour assurer ce transport des intervenants entre la base arrière et le site. Ces véhicules devront permettre d'optimiser le trajet en temps, la zone à traverser, équipements intérieurs...

Dans les premiers jours de l'accident où le risque majeur sera lié aux rejets atmosphériques, les intervenants devront avoir une protection respiratoire à disposition y compris pendant le trajet.

4.4 TENUE DE TRAVAIL, EPI

Dans le cas d'hypothèse de travail de contamination du site (dépôts d'aérosols, iodes, gaz rares), le principe de base est celui de superposer deux couches de vêtement (tenue de

base + sur protection) pour pouvoir en cas de nécessité enlever ou remplacer la sur-protection sans risquer de se contaminer le corps.

Ce pourrait être le cas en particulier lors de l'accès dans les locaux "protégés" ou en salle de commande afin de les préserver autant que possible d'un apport de contamination.

De manière générale, hors locaux "protégés" dans lesquels certains équipements de protection peuvent être enlevés (en particulier les protections respiratoires dans les locaux de crise), la tenue doit couvrir l'ensemble du corps et ne pas laisser de peau découverte.

4.4.1 Protection des pieds

Les intervenants porteront des chaussettes et des chaussures de sécurité (chaussures basses ou bottes selon le cas).

En dehors des locaux "protégés", ils porteront des sur-bottes couvrantes qui doivent faire jonction avec la sur-tenue.

Pour les déplacements dans des lieux ou locaux particulièrement contaminés, ils pourraient mettre éventuellement une seconde paire de sur-bottes qui serait retirée à la sortie de la zone considérée (principe de zonage propreté).

4.4.2 Protections de la tête

La tête doit être protégée par une première cagoule couvrant le crâne et le cou et faisant jonction avec la tenue de base.

Une protection respiratoire vient prendre place sur cette première cagoule.

Une seconde cagoule vient couvrir l'ensemble en assurant une liaison avec le masque et la sur-tenue.

Une attention particulière est apportée lors de la mise en place des 2 cagoules et du masque et lors du retrait du masque (avec sa sur-cagoule). Le visage est en effet la seule partie de l'intervenant à n'avoir qu'une seule couche de protection.

Un casque vient compléter la protection. Celui-ci est équipé d'une lampe frontale.

4.4.3 Protection des voies respiratoires.

Les risques de contamination interne concernent l'iode, les aérosols et les gaz rares.

En temps normal, la protection respiratoire sur les installations est assurée par le port de tenues étanches ventilées ou de heaumes ventilés. Compte tenu des distances à parcourir, ces solutions ne peuvent plus être utilisées.

La solution d'utilisation d'appareils respiratoires autonomes (isolants ou filtrants) sera étudiée.

4.4.4 Prise de comprimés d'iode stable

Lors d'un rejet accidentel d'iodes radioactifs dans l'atmosphère, l'administration de grandes quantités d'iodure stable empêche la fixation des iodes radioactifs par la thyroïde et ainsi son irradiation. Lorsqu'elle est effectuée au plus près de la contamination et que la quantité d'iodure est suffisante (en France, la posologie d'iode recommandée est de 100 mg chez l'adulte, soit 2 comprimés de 66 mg d'iodure de potassium [KI] et un prévisionnel de dose de 50 mSv à la thyroïde conformément à la lettre du 9 janvier 2009 de Madame la ministre de la Santé à l'Autorité de Sûreté Nucléaire), cette prophylaxie est efficace et permet de diminuer de plus de 98 % l'irradiation de la thyroïde.

Toutefois, l'iode stable n'est pas la seule contre-mesure nécessaire, car la protection offerte n'est effective que contre un seul type de radionucléides rejetés (les iodes radioactifs) et une seule voie d'exposition (contamination interne par inhalation et ingestion).

Cette prophylaxie doit s'inscrire dans une politique de prévention plus large pour éviter pour le personnel intervenant des doses dans une politique plus générale d'ALARA. Des stocks de boîtes de comprimés d'iode (boîtes de 10 comprimés sous blister, comprimés quadrisécables et solubles dans l'eau) sont disponibles sur les sites et sont vérifiés périodiquement à l'occasion d'exercice de crise sur les CNPE.

4.4.5 Dosimétrie passive

Chaque intervenant sera doté d'un dosimètre passif corps entier gamma "OSL" et le cas échéant :

- d'un dosimètre passif neutron corps entier "Neutrack",
- de dosimètres passifs extrémités (chevilles et/ou poignets éventuellement doigts et casque en fonction des chantiers).

4.5 MATÉRIELS DE MESURE ET OUTILLAGES DE RADIOPROTECTION

4.5.1 Généralités

Les appareils de radioprotection sont soumis aux dispositions de l'arrêté dit "contrôle" du 21 mai 2010 (qui a remplacé l'arrêté du 26 octobre 2005). Ils doivent être étalonnés périodiquement et contrôlés régulièrement lors d'exercice afin d'assurer leur opérabilité au moment de l'incident (état de charge, étalonnage, contrôle périodique intermédiaire).

Pour tous les matériels, les points suivants sont à regarder :

- alimentation électrique, batterie, pile, chargeur, autonomie,
- utilisation possible en atmosphère explosive,
- durée de vie (les Geiger Muller s'usent à partir d'un certain niveau d'irradiation),
- solidité, étanchéité (eau / poussières),
- décontamination.

Une analyse du fonctionnement et de l'utilisation du matériel RP en environnement dégradé sera effectuée :

- évaluation des performances des matériels utilisés (dosimètres, radiomètres, balises) dans des conditions environnementales liées à ce fonctionnement dégradé, éventuellement en dehors des tolérances (T°, humidité, pression) prévue à la conception.
- estimation des conditions radiologiques potentielles comprenant la présence forte de gaz rares, la dispersion de produits de fission normalement confinés dans les cœurs (Cs, Te, I...).

Dans de telles conditions, une analyse de la réponse des appareils à ce spectre de radio - nucléides d'énergies diverses et inhabituelles sera effectuée pour s'assurer qu'elle reste bien représentative des valeurs que l'on cherche à mesurer.

Pour chaque appareil, il faudra aussi s'interroger sur la valeur de réglage des alarmes et sur l'efficacité de l'alarme en fonction du contexte d'utilisation de l'appareil (son, lumière, vibreur, ...).

4.5.2 Types de rayonnements pris en compte

Cas général

Les rayonnements à prendre en compte sont les rayonnements bêta, gamma et neutron.

En cas d'accès en mode dégradé, les problématiques suivantes pourraient être rencontrées :

- Respiration / filtration gaz rares : exposition « interne » par l'air contenu dans les poumons, sans forcément incorporation au niveau des organes,
- Exposition externe importante par gaz rares et iode,
- Présence de césium : irradiation externe significative,
- Inhalation des iodes à vie courte et iode 131,
- Dépôt « cutané » ou sur les vêtements important d'émetteurs bêta / gamma avec risque d'exposition importante de la surface du corps.

Cas particulier du rayonnement alpha

Le rayonnement alpha ne concerne que le risque de contamination interne, dans des conditions particulières. Celui-ci sera toujours associé à un rayonnement bêta ou gamma. En cas de détection d'une contamination interne par anthropogammamétrie, des analyses complémentaires (selles, urines, mouchages) pourront être effectuées.

Néanmoins, dans les locaux "protégés" qui sont les seuls locaux où les intervenants peuvent retirer leur protection respiratoire, il sera nécessaire de réaliser des contrôles de propreté de ces locaux en intégrant des mesures alpha.

4.5.3 Protections individuelles

4.5.3.1 Appareils de mesure d'ambiance gamma.

Chaque intervenant devra être doté d'un radiamètre (éventuellement un par équipe de deux).

Nota : les appareils de mesure d'ambiance neutron ne font pas partie des appareils de protection individuelle et sont traités dans le paragraphe Protections collectives – réalisation de cartographie.

4.5.3.2 Appareils de mesure de la contamination surfacique

Le contrôle de la contamination surfacique ne sera réalisable que dans des locaux à bas bruit de fond (zone de contrôle et de tri citée au § 0).

Ces appareils seront réservés pour les radioprotectionnistes pour la réalisation de cartographies et de contrôle de matériels. L'utilisation de ces matériels est traitée dans le paragraphe protections collectives.

4.5.3.3 Dosimétrie opérationnelle

Ce paragraphe ne traite que des dosimètres électroniques. Le système d'information et de gestion de la dosimétrie est évoqué aux § 4.2 et 4.2.2.

- Dosimètres opérationnels corps entier

Chaque intervenant aura un dosimètre électronique corps entier gamma et le cas échéant un dosimètre électronique neutron.

- Dosimètres opérationnels d'extrémité

Vis à vis du risque d'exposition aux extrémités, nous étudierons la faisabilité d'équiper les intervenants de dosimètres opérationnels aux chevilles et / ou poignets.

4.5.4 Protections collectives.

4.5.4.1 Établissement de cartographies dans l'environnement.

La réalisation de cartographies dans l'environnement répond au besoin de trouver le bon emplacement pour la base arrière avec un chemin d'accès au site le moins exposé possible.

Les cartographies doivent être renouvelées aussi souvent que nécessaire et devront tenir compte en particulier des rejets, de la météo et de la décroissance radioactive des éléments à vie courte.

Les moyens de réalisation de ce type de cartographie doivent prendre en compte de très grandes surfaces à contrôler.

Les moyens utilisés à ce jour sont constitués :

- du réseau de balises environnementales fixes (nombre de points de mesures limité avec un risque d'indisponibilité en cas d'accident grave ayant des conséquences au delà du site),
- un second moyen est constitué par le véhicule environnement (camion labo) qui se déplace pour réaliser des mesures et des prélèvements (même observation que précédemment sur un risque d'indisponibilité du véhicule du site).
- un troisième moyen, aérien, peut être apporté avec le système "Hélinuc" utilisé par le groupe GIE-INTRA.

4.5.4.2 Établissement de cartographies sur le site et dans les locaux.

L'établissement de cartographie est essentiel pour permettre la préparation des interventions.

La mise à disposition de moyens de mesure au niveau national sera examinée. Par exemple, le REX de Fukushima montre la possibilité de points chauds à de très fortes activités. L'utilisation de gamma caméra pour les identifier et aider à les visualiser avant leur traitement sera analysée.

Par ailleurs, en complément, le développement de drones en cours par le GIE-INTRA pourra également aider initialement à la cartographie du site aux parties difficilement accessibles.

4.5.4.3 Surveillance de l'évolution de l'ambiance radiologique.

En fonction de l'évolution de la situation, une surveillance du risque d'évolution du bruit de fond peut être nécessaire (chantiers, locaux "protégés", local de contrôle et de tri, base arrière).

4.5.4.4 Contrôles du personnel.

Au niveau du **vestiaire de la base arrière**, et à l'instar des vestiaires de ZC sur les sites, il faut aussi installer un MIP 10 pour réaliser des contrôles complémentaires (localisation précise de la contamination en cas de déclenchement C2, examen des zones d'ombre, ...).

4.5.4.5 Contrôles du matériel.

Au niveau du vestiaire de la base arrière, et à l'instar des vestiaires de ZC sur les sites, il faut aussi installer un Contrôleur de Petits objets pour réaliser des contrôles des objets personnels (montre, stylos, lunettes, dossier d'intervention, ...).

Il faut aussi prévoir une zone de contrôle type DI 82 pour contrôler les matériels devant sortir de la zone d'exclusion. Il faut néanmoins limiter au maximum la sortie de ces matériels en imaginant des procédures adaptées (par exemple, définir une procédure pour approvisionner en essence les véhicules circulants entre la base arrière et le site).

4.5.4.6 Protections biologiques.

Le moyen initial pour éviter des doses excessives dues à des points chauds est l'utilisation de protection biologique. La FARN devra être en mesure de déployer des protections biologiques permettant de sécuriser ainsi un chemin d'accès ou un lieu de travail afin d'éliminer la prise de dose inutile.

4.6 POINTS A APPROFONDIR

Les pistes d'étude à engager doivent prendre en compte les deux facteurs principaux que sont la sévérité d'un incident et sa durée.

Parmi les points qui nécessiteront un approfondissement :

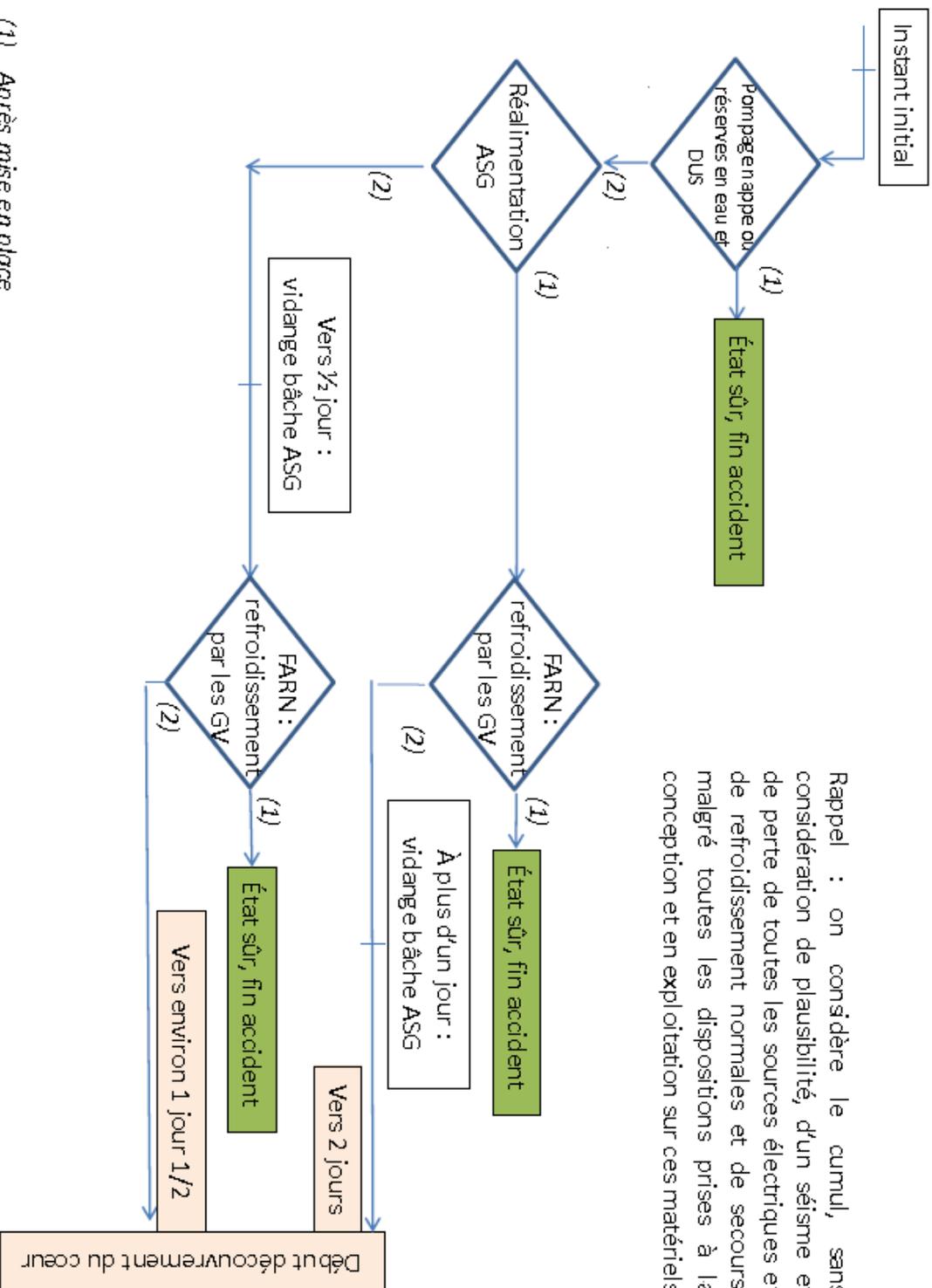
- l'amélioration de la formation de personnels utilisateurs d'équipement de radioprotection,
- l'augmentation préventive du stock de dosimètres actifs,
- la mise à disposition de matériel mobile en complément des réseaux fixes pour étendre rapidement la couverture de mesure environnementale.

RECS du CNPE de FLAMANVILLE 1-2

ANNEXE 4

ARBRES D'ÉVÉNEMENTS

Arbre 1: H3 site + H1 site + séisme, primaire initialement fermé

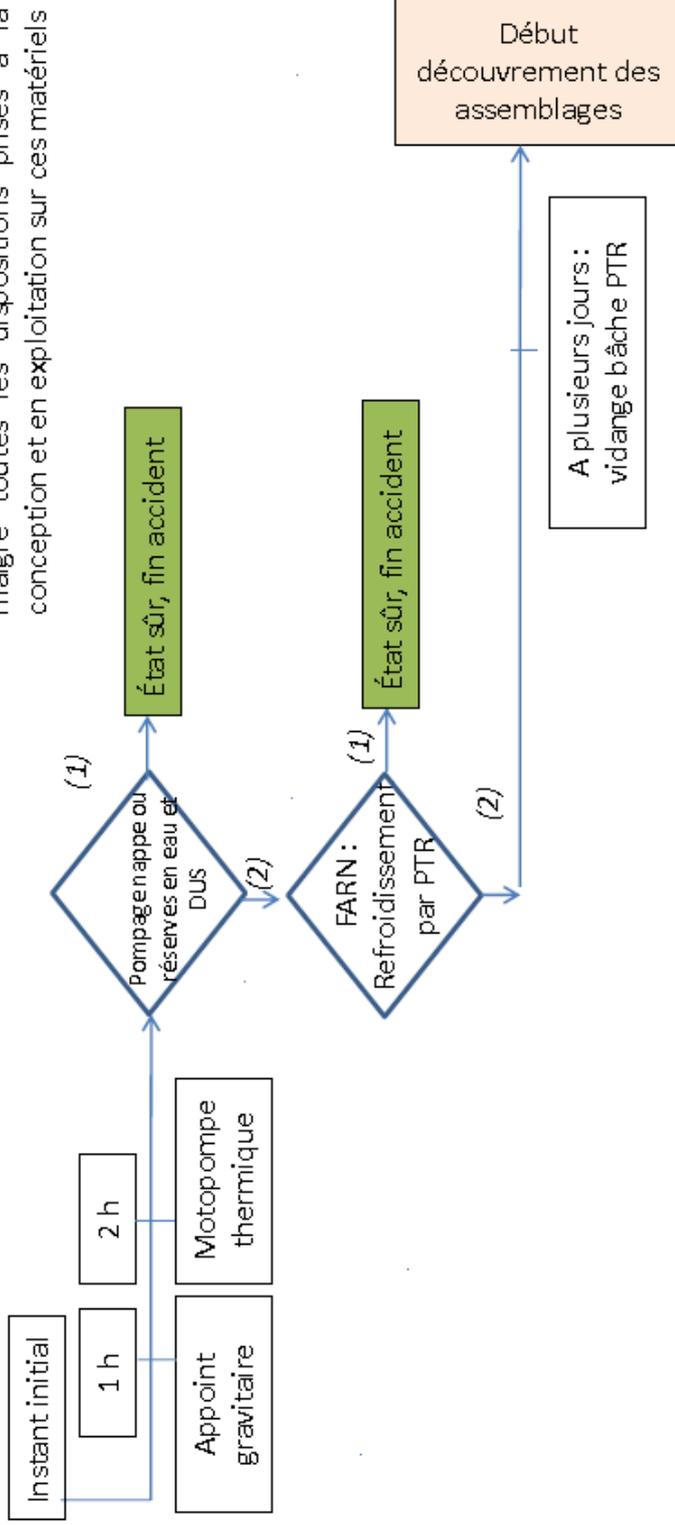


Rappel : on considère le cumul, sans considération de plausibilité, d'un séisme et de perte de toutes les sources électriques et de refroidissement normales et de secours, malgré toutes les dispositions prises à la conception et en exploitation sur ces matériels

- (1) Après mise en place
- (2) Avant mise en place

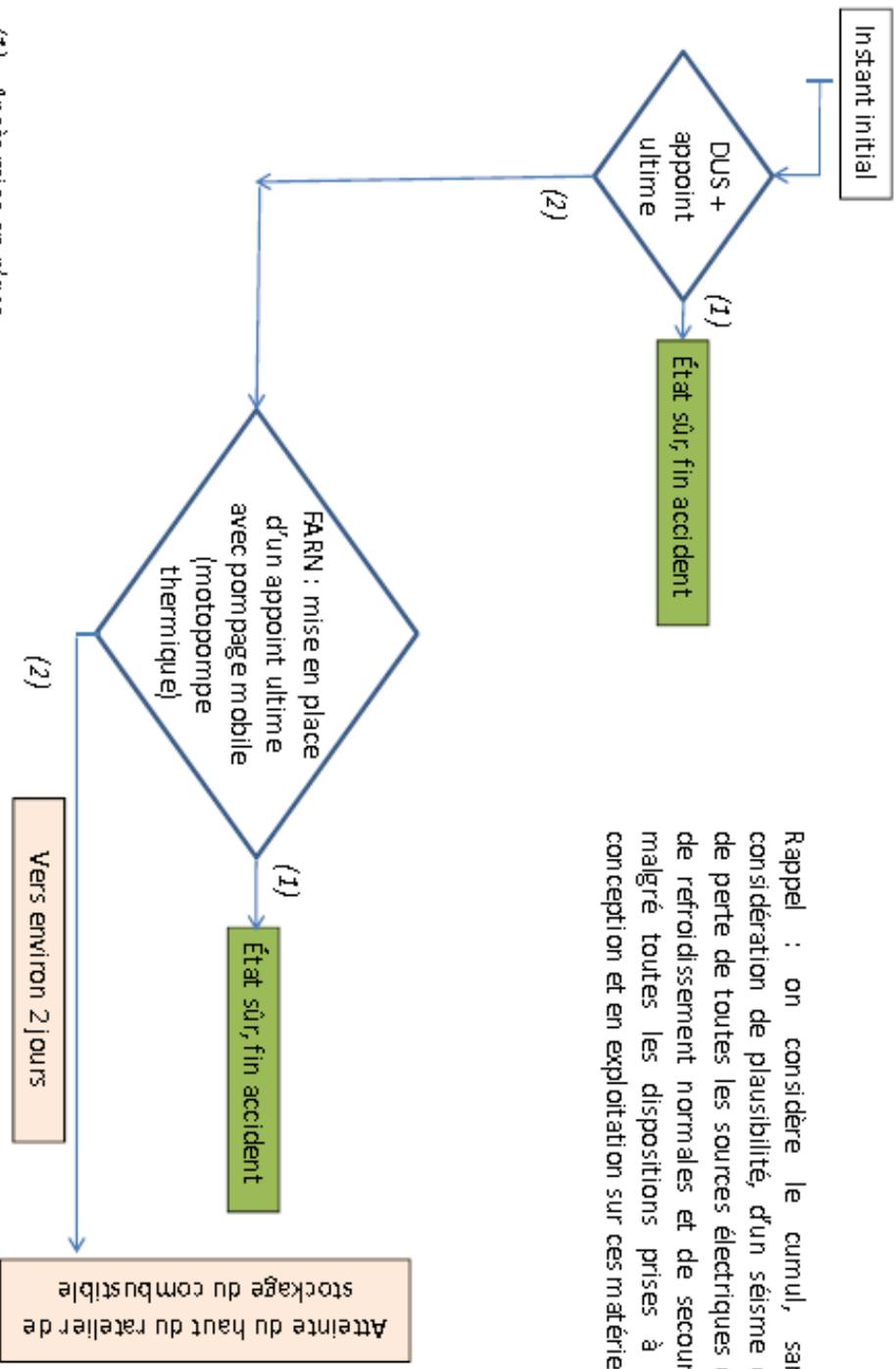
Arbre 2: H3 site + H1 site + séisme, primaire initialement « suffisamment ouvert »

Rappel : on considère le cumul, sans considération de plausibilité, d'un séisme et de perte de toutes les sources électriques et de refroidissement normales et de secours, malgré toutes les dispositions prises à la conception et en exploitation sur ces matériels



- (1) *Après mise en place*
- (2) *Avant mise en place*

Arbre 3: H1+H3 site + séisme, assemblage combustible en fond de piscine



Rappel : on considère le cumul, sans considération de plausibilité, d'un séisme et de perte de toutes les sources électriques et de refroidissement normales et de secours, malgré toutes les dispositions prises à la conception et en exploitation sur ces matériels

- (1) Après mise en place
- (2) Avant mise en place

RECS du CNPE de FLAMANVILLE 3

Chapitre 1

CARACTERISTIQUES

Se reporter au chapitre 1 de Flamanville 1-2.

RECS du CNPE de FLAMANVILLE 3

Chapitre 2

SEISME

SOMMAIRE

2.1	Dimensionnement de l’installation	3
2.1.1	SEISME POUR LEQUEL L’INSTALLATION EST DIMENSIONNEE	3
	2.1.1.1 Caractéristiques des séismes du site.....	3
	2.1.1.2 Spectre retenu à la conception.....	3
	2.1.1.3 Adéquation du séisme pour lequel l’installation est dimensionnée.....	7
2.1.2	DISPOSITIONS DE PROTECTION DE L’INSTALLATION FACE AU NIVEAU DE SEISME POUR LEQUEL ELLE EST DIMENSIONNEE :.....	9
	2.1.2.1 Structures, Systèmes et Composants (SSC) dont la disponibilité est requise après le séisme :.....	9
	2.1.2.2 Principales dispositions de conception/construction associées.....	11
	2.1.2.3 Principales dispositions d’exploitation.....	14
	2.1.2.4 Effets indirects du séisme pris en compte :	15
2.2	Evaluation des marges.....	18
2.2.1	DEMARCHE ET EVALUATION GENERALE DE ROBUSTESSE DES INSTALLATIONS....	18
	2.2.1.1 Méthodologie pour évaluer la robustesse vis-à-vis du risque sismique. 18	
	2.2.1.2 Robustesse vis-à-vis du risque sismique.....	18
	2.2.1.3 Revue des marges	18
2.2.2	FONCTION DE SURETE HORS CONFINEMENT	24
	2.2.2.1 Capacités sismiques génériques	24
	2.2.2.2 Points de vigilance vis-à-vis du séisme et dispositions d’amélioration ..	25
2.2.3	FONCTION DE SURETE INTEGRITE DU CONFINEMENT.....	27
	2.2.3.1 Intégrité du confinement BR	27
	2.2.3.2 Etat des lieux pour la piscine BK – Entreposage/Manutention combustible	28
ANNEXE 1.....		29
CLASSEMENT AU SEISME DES PRINCIPAUX SYSTEMES MECANIQUES.....		29
CLASSEMENT AU SEISME DES PRINCIPAUX SYSTEMES ELECTRIQUES.....		40
CLASSEMENT AU SEISME DES PRINCIPAUX SYSTEMES DE MANUTENTION ET D’ENTREPOSAGE DU COMBUSTIBLE		41
CLASSEMENT AU SEISME DES SYSTEMES ET EQUIPEMENTS DE CONTROLE-COMMANDE.....		42
ANNEXE 2.....		43
BATIMENTS DIMENSIONNES AU SEISME.....		43

2.1 DIMENSIONNEMENT DE L'INSTALLATION

2.1.1 SEISME POUR LEQUEL L'INSTALLATION EST DIMENSIONNEE

2.1.1.1 Caractéristiques des séismes du site

Les séismes caractéristiques du site sont décrits dans la partie générique du rapport de site de Flamanville : chapitre 2.1 .1 .1 du rapport du CNPE Flamanville 1et 2 (commun aux CNPE de Flamanville 1 et 2 et Flamanville 3).

2.1.1.2 Spectre retenu à la conception

2.1.1.2.1 Particularité de l'approche EDF

La pratique la plus répandue internationalement consiste à retenir le spectre SMS (ou l'équivalent dans la pratique d'un pays donné) comme donnée d'entrée du dimensionnement de l'installation.

Pour les centrales nucléaires d'EDF, il est fait le choix de construire des paliers techniques standardisés, ce qui conduit à dimensionner de manière identique les parties reconductibles.

Pour ce dimensionnement au séisme, des Spectres De Dimensionnement (SDD) sont utilisés, et sont décrits par :

- une forme spectrale ;
- un niveau d'accélération maximale au sol (Peak Ground Acceleration : PGA) correspondant à l'accélération à période nulle du spectre, ou au niveau de calage du spectre.

2.1.1.2.2 Définitions

Les méthodes d'ingénierie reposent sur la définition d'un chargement sismique sous la forme d'un spectre de réponse en accélération. Ce spectre fournit, en fonction de la fréquence de réponse de la structure ou de l'équipement, l'accélération maximale ressentie lors du séisme.

La conception et la vérification de l'installation vis-à-vis du séisme font appel à différents spectres sismiques.

On distingue notamment les niveaux de séisme associés à la conception et les séismes spécifiques au site:

Séismes de conception :

- Le Spectre de Dimensionnement (SDD) : c'est le niveau sismique de dimensionnement, retenu à la conception pour le dimensionnement des ouvrages et équipements classés sismiques. On définit un SDD, applicable aux ouvrages de l'îlot nucléaire et identique pour tous les sites du palier ; et un SDD site, inférieur ou égal au SDD de l'îlot, applicable pour les ouvrages de site. Pour l'EPR, le SDD de l'îlot possède un contenu fréquentiel qui

dépend du type de sol : il est donc possible sur un même palier de rencontrer différentes formes spectrales pour le SDD.

- Le Séisme d'inspection : il représente le niveau de séisme en dessous duquel, s'il survient, aucune vérification ou inspection spécifiques des composants classés de sûreté n'est nécessaire avant de ramener ou de maintenir la tranche en fonctionnement normal. Ce séisme d'inspection correspond à une accélération horizontale maximale en champ libre de 0,05 g. Cette accélération correspond à une intensité MSK sur site inférieure à VI. Pour collecter les données nécessaires à l'analyse de tels événements, une instrumentation sismique conforme à la Règle Fondamentale de Sûreté I.3.b est installée. Elle a pour rôle, en cas de dépassement d'un certain niveau d'accélération sur le site, de générer une alarme dans la salle de commande et de déclencher l'enregistrement des mouvements sismiques. Le déclenchement automatique de l'enregistrement est indiqué en salle de commande. En cas de dépassement des accélérations maximales correspondant au "séisme d'inspection", des analyses plus approfondies, tranche en marche, sont nécessaires afin d'analyser si l'installation a été sollicitée au-delà du domaine élastique et si elle est toujours dans des conditions de fonctionnement normal. Le dimensionnement doit par ailleurs assurer que la survenue d'un séisme correspondant au séisme d'inspection ne modifie pas le comportement de l'installation vis-à-vis d'un SMS survenant ultérieurement dans la vie de l'installation.

Séismes spécifiques du site :

- Le spectre de réponse associé au Séisme Maximal Historiquement Vraisemblable (SMHV) : c'est le séisme le plus pénalisant susceptible de se produire sur le site, compte tenu des observations historiques et des connaissances géologiques et sismotectoniques de la région avoisinante, sur une période de durée comparable à la période historique, soit environ 1000 ans.
- Le spectre de réponse associé au Séisme Majoré de Sécurité (SMS) : c'est un séisme hypothétique enveloppe du SMHV. Il est considéré comme le séisme le plus agressif à retenir pour l'évaluation de l'aléa sismique à prendre en compte pour le dimensionnement d'une installation. Le spectre du SMS est déduit de celui du SMHV en majorant son intensité de un point sur l'échelle MSK.

Les spectres SDD et le séisme d'inspection ont été définis à la conception. Les séismes SMHV et SMS seront réévalués lors des réexamens de sûreté en tenant compte des données les plus à jour et de l'évolution des référentiels.

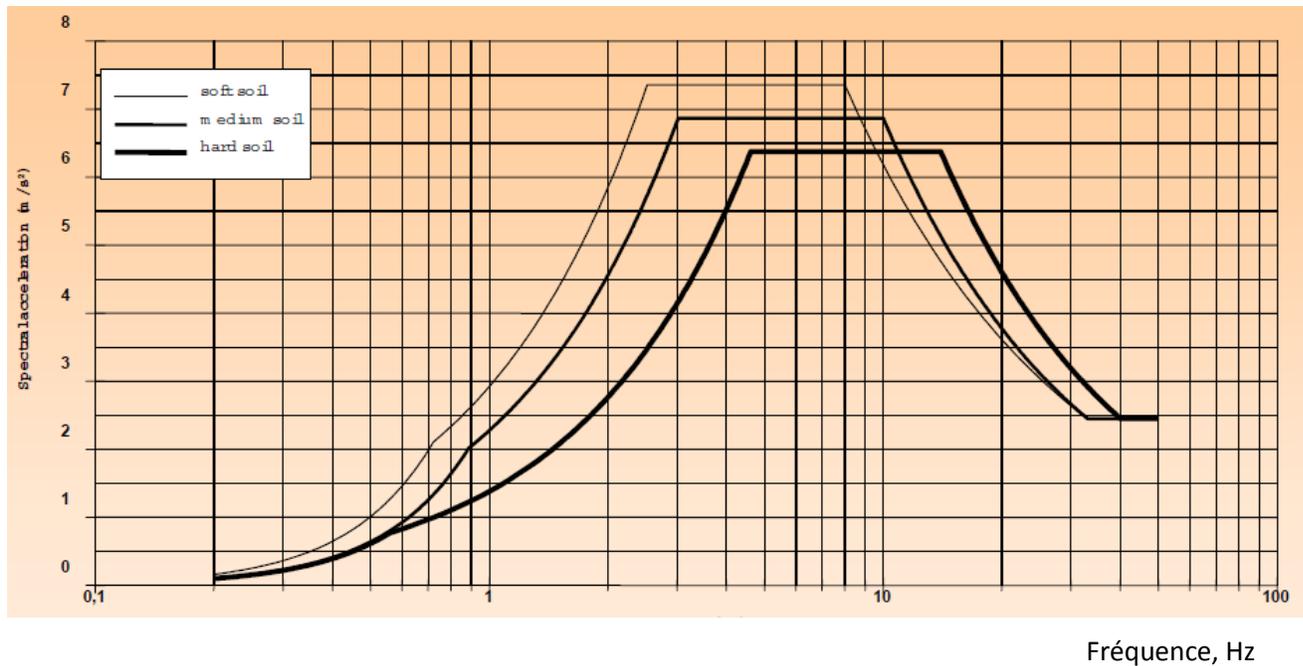
2.1.1.2.3 Spectre de Dimensionnement

Le mouvement sismique à prendre en compte pour le dimensionnement de l'installation est caractérisé par un spectre de réponse en accélération, défini en champ libre. Ce spectre est lui-même caractérisé par :

- une forme de spectre
- un niveau d'accélération maximale au sol (Peak Ground Acceleration : PGA) correspondant à l'accélération à période nulle du spectre

2.1.1.2.3.1 Forme de spectre

Préalablement à la conception de l'EPR Flamanville, les spectres de réponse considérés étaient soit le spectre EDF 7/73 (défini comme la moyenne lissée de spectres normés issus de 8 accélérogrammes enregistrés lors de 5 séismes d'origine californienne), soit le spectre établi par la NRC dans le Regulatory Guide 1.60. Dans le cadre de la conception de l'EPR Flamanville la forme spectrale retenue est celle fixée par les EUR (European Utility Requirements).



2.1.1.2.3.2 Niveaux retenus pour la conception des matériels

Le dimensionnement et la qualification des matériels classés sismiques de l'îlot nucléaire prennent en compte un ensemble de conditions standards : les jeux de spectres de dimensionnement EUR (figure ci-dessus) calés à 0,25 g en PGA horizontal, associés à six conditions de sol standard (SA, MA, MB, MC, HA, HF), présentées ci-dessous.

		Sol mou SA	Sol moyen MA	Sol moyen MB	Sol moyen MC	Sol dur HA	Sol dur HF
Module de cisaillement	MN/m ²	150	600	1000	2500	6000	10800 / 17100
Masse volumique	t/m ³	1.9	2.1	2.1	2.1	2.5	2.5
Coefficient de Poisson	-	0.48	0.40	0.40	0.40	0.30	0.32 / 0.35
Amortissement matériau	%	8	5	5	5	3	3

Les conditions de sol SA, MA, MB, MC et HA correspondent à des sols homogènes. La condition de sol HF correspond à une stratigraphie représentative de la stratigraphie de Flamanville, et caractérisée par :

- une première couche de 6 m d'épaisseur au-dessous du niveau de la fondation, de module de cisaillement 10800 MN/m² et de coefficient de Poisson 0,32.
- une deuxième couche d'épaisseur supérieure à 500 m de module de cisaillement 17100 MN/m² et de coefficient de Poisson 0,35.

Les modules de cisaillement associés à ces deux couches de sol correspondent à 1,5 fois les valeurs des modules de cisaillement des matériaux constituant le sol de Flamanville.

Ces paramètres ont été choisis pour couvrir les conditions de sol des différents sites potentiels d'un EPR en France, dont le site de Flamanville.

2.1.1.2.3.3 Niveaux retenus pour le dimensionnement des ouvrages de génie civil classés sismiques

Le dimensionnement des ouvrages de génie civil classés sismiques est réalisé en fonction de conditions spécifiques du site, c'est-à-dire des caractéristiques spécifiques du sol du site, et des spectres EUR correspondants, calés en accélération à :

- 0,25 g en horizontal, pour les ouvrages de l'îlot,
- un niveau adapté compte tenu de la sismicité du site, enveloppe des mouvements sismiques en champ libre à prendre en compte pour la conception des installations en application de la RFS 2001-01 pour les ouvrages de site. A ce titre, la RFS 2001-01 a été déclinée sur l'ensemble des sites REP d'EDF déjà équipés.

Pour le CNPE de Flamanville 3, deux niveaux sont utilisés pour les ouvrages classés sismiques :

- Le Spectre de Dimensionnement des ouvrages de génie civil de l'îlot est le spectre EUR sol dur calé à 0,25 g en horizontal, associé à la condition de sol HF.
- Le Spectre de Dimensionnement des ouvrages de site correspondant au spectre EUR sol dur calé à 0,20 g en horizontal, associé à la condition de sol HF.

Pour les ouvrages de génie civil ou les matériels, ces paramètres sismiques (spectre, niveau et caractéristiques du sol) sont ensuite utilisés sous le nom générique de Spectre de Dimensionnement (SDD), représentant chacune des composantes horizontales du Séisme de Dimensionnement.

Conformément à la Règle Fondamentale de Sûreté 2001-01, le mouvement vertical associé au Spectre de Dimensionnement correspond aux 2/3 du mouvement horizontal.

2.1.1.2.3.4 Niveaux retenus pour le dimensionnement des ouvrages de génie civil non classés sismiques

Le dimensionnement des bâtiments non classés sismiques est cohérent avec la réglementation applicable aux bâtiments non nucléaires, c'est-à-dire les règles de construction parasismique Eurocode (Eurocode 8).

2.1.1.3 Adéquation du séisme pour lequel l'installation est dimensionnée

Les niveaux de séisme SMHV et SMS sont évalués en tenant compte des données les plus à jour et des règles les plus récentes qui traduisent l'évolution des connaissances.

Ainsi, les niveaux sismiques SMHV et SMS retenus pour le CNPE de Flamanville 3 sont présentés dans le rapport de sûreté du site. Ils ont été déterminés par application de la RFS 2001-01, qui a remplacé en 2001 la RFS I-2.c, avec les données sismotectoniques les plus à jour.

Compte tenu des éléments présentés précédemment, il ressort que les différents niveaux de séismes considérés pour la conception de l'installation sont bien enveloppes des séismes à prendre en compte pour l'évaluation de l'aléa sismique au sens de la RFS 2001-01, comme l'illustre la figure suivante :

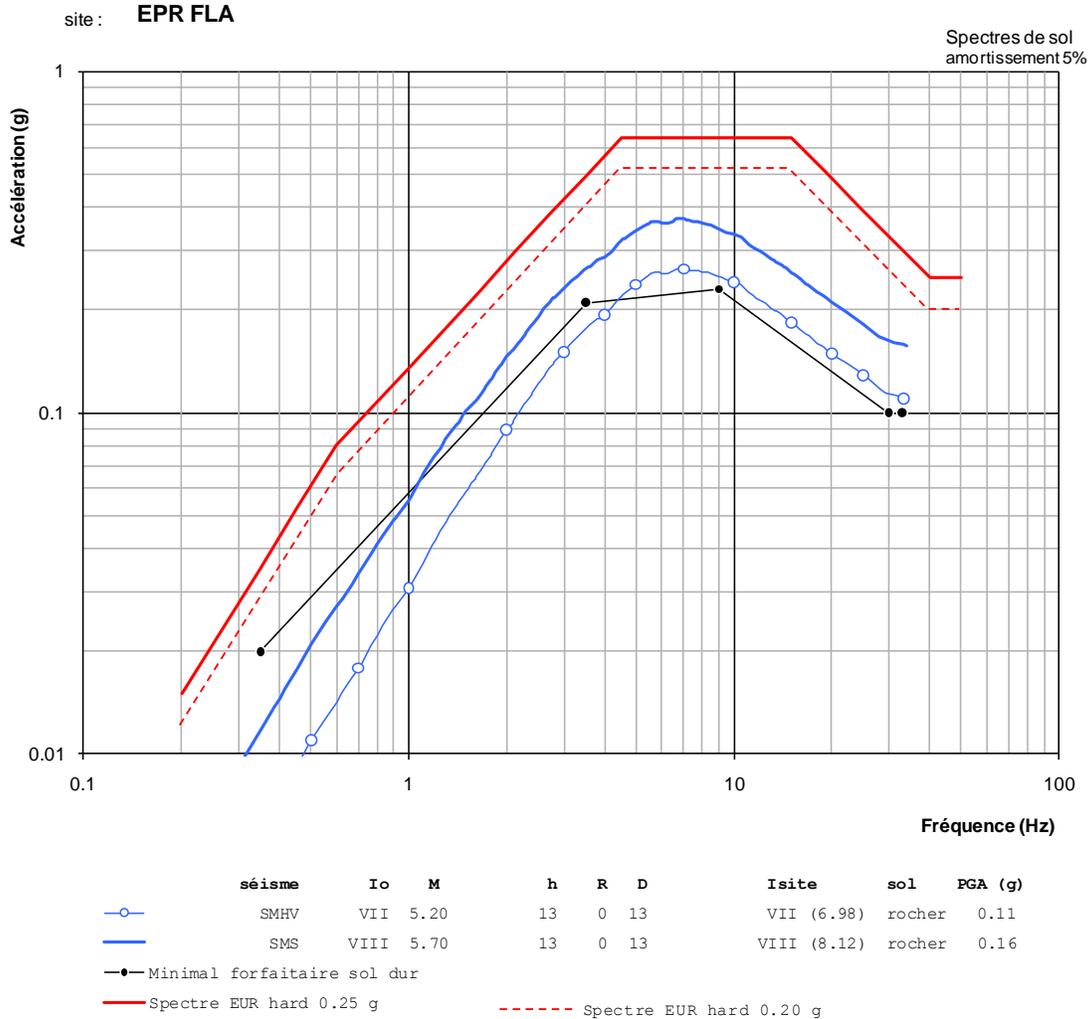


Figure 2.1.1.3-a « Spectres de sol du CNPE de Flamanville 3 »

Cette figure montre notamment que le spectre SMS du site est couvert de façon homogène à toutes les fréquences par les spectres de dimensionnement sur la gamme de fréquences de réponse pour les ouvrages de l'installation (1-10Hz).

On peut par ailleurs vérifier sur le CNPE de Flamanville 1 et 2 que les événements sismiques observés sur le site depuis la construction des tranches ne remettent pas en cause les niveaux considérés pour le dimensionnement de l'installation. Le site est en effet équipé d'un système d'instrumentation sismique (cf. § 2.1.2.3.) permettant l'enregistrement automatique de tout mouvement sismique dès que l'accélération mesurée au radier du BAN ou du BR dépasse la valeur de 0,01 g. Ce seuil, inférieur de 20 fois au niveau de dimensionnement minimal de l'installation, n'a jamais été atteint depuis la mise en service des tranches 1 et 2 de Flamanville, soulignant la faible activité sismique de la région.

2.1.2 DISPOSITIONS DE PROTECTION DE L'INSTALLATION FACE AU NIVEAU DE SEISME POUR LEQUEL ELLE EST DIMENSIONNEE

2.1.2.1 Structures, Systèmes et Composants (SSC) dont la disponibilité est requise après le séisme

L'installation est conçue de façon à limiter, en cas de séisme sur une tranche nucléaire, la mise en défaut des objectifs de sûreté suivants :

- Maintien de l'intégrité du circuit primaire principal,
- Arrêt du réacteur et évacuation de la puissance résiduelle,
- Prévention et limitation d'une éventuelle dispersion de substances radioactives à une valeur tolérable et cohérente avec les objectifs généraux de sûreté.

Les SSC clés nécessaires pour atteindre un état de repli sûr et censés rester disponibles en cas de séisme sont les matériels, systèmes électriques, structures et ouvrages de génie civil nécessaires à l'atteinte des objectifs de sûreté définis ci-dessus.

Ils sont classés séisme. Ils doivent être aptes à remplir leur fonction ou garder leur intégrité sous les charges et déplacements induits par le séisme pour lequel l'installation est dimensionnée (cf. § 2.1.1).

Le risque identifié en cas de séisme est donc celui de l'indisponibilité de ces SSC en tenant compte de leur capacité de résistance spécifique, de celle des matériels adjacents et des agressions internes susceptibles d'être induites par le séisme. L'identification de ces SSC devant faire l'objet d'un classement sismique s'inscrit dans le cadre d'une démarche globale de prise compte du séisme en tant qu'agression externe.

2.1.2.1.1 Ouvrages de génie civil

Certains ouvrages de génie civil doivent être classés de sûreté (C1), notamment ceux qui :

- assurent une fonction de sûreté,
- ont pour rôle de supporter, protéger ou abriter des matériels mécaniques ou des systèmes électriques classés de sûreté,
- assurent la protection biologique contre les rayonnements ou le confinement des substances radioactives liquides ou gazeuses.

En complément de ce classement de sûreté, deux classes sismiques SC1 et SC2 ont été créées pour prendre en compte les effets du séisme sur les ouvrages classés de sûreté.

Les ouvrages de génie civil classés SC1 et SC2 sont redevables d'exigences de tenue au séisme.

De plus, la plupart des bâtiments non classés pour le séisme sont cependant dimensionnés au séisme.

Les structures et ouvrages de génie civil classés au séisme sont indiqués en annexe.

2.1.2.1.2 Matériel

a) Classement au séisme

Le classement sismique fait partie intégrante du classement de sûreté.

Deux classes sismiques sont définies ci-après. Il s'agit de la classe sismique 1 (SC1) et de la classe sismique 2 (SC2). Les équipements n'appartenant pas aux classes sismiques 1 ou 2 sont dits non classés sismiques. Le tableau en annexe présente le classement au séisme des systèmes élémentaires.

Classe sismique 1 (SC1)

Les équipements de classe sismique 1 (SC1) sont explicités ci-après :

- les équipements qui remplissent les fonctions de sûreté requises pour atteindre l'état sûr suite à un transitoire PCC2 à PCC4,
- les équipements contenant des matières radioactives dont la fuite pourrait conduire à des rejets radioactifs importants
- les équipements qui remplissent les fonctions de sûreté suivantes :
 - les diesels d'ultime secours (diesels Manque De Tension Généralisée : MDTG) ainsi que leurs systèmes supports,
 - les systèmes participant directement à l'évacuation de la chaleur de l'enceinte de confinement en situation RRC-B, ainsi que les systèmes supports nécessaires à l'accomplissement de cette fonction (alimentations électriques, source froide...),
 - la sectorisation, la détection et les systèmes de lutte contre l'incendie dans les bâtiments où sont installés des équipements mécaniques, électriques ou de contrôle-commande nécessaires à une fonction de sûreté requise pour atteindre l'état sûr suite à un transitoire PCC2 à PCC4,
 - les fonctions supplémentaires qui ne sont pas essentielles pour démontrer la capacité de la conception à maintenir l'état d'arrêt sûr mais qui peuvent être néanmoins requises pour le maintenir entre 24 heures et 72 heures.

Classe sismique 2 (SC2)

Les équipements qui doivent protéger ou peuvent avoir un impact inadmissible sur les équipements de classe sismique 1 sont classés dans la classe sismique 2. Cet impact inadmissible peut résulter des agressions internes ci-dessous consécutives à un séisme :

- basculement ou chute sur les équipements de classe sismique 1,
- missiles,
- effets causés par les défaillances de composants haute énergie,
- inondation causée par les défaillances des tuyauteries, cuves et réservoirs,
- explosion,
- incendie.

Cette analyse d'impact s'inscrit dans le cadre de la démarche « séisme événement » (cf. §2.1.2.4.1).

b) Exigence de comportement sous séisme

Le classement sismique est un classement de sûreté. A ce titre, il conduit à la mise en œuvre des exigences de l'Arrêté Qualité de 1984.

Exigences pour la classe sismique 1

Les exigences pour la classe sismique 1 sont, dans la mesure où elles sont requises :

- Opérabilité requise en cas de séisme. L'opérabilité est la capacité d'un composant actif et de ses systèmes auxiliaires de support et d'alimentation électrique à satisfaire les fonctions indispensables pour atteindre l'objectif de sûreté.
- Capacité fonctionnelle. La capacité fonctionnelle est l'aptitude de toutes les parties des composants (actifs ou passifs) soumises à la pression à résister aux charges spécifiées de telle sorte qu'ils ne subissent que des déformations limitées qui n'entravent pas leur fonction de sûreté lors d'une éventuelle diminution du débit.
- Intégrité. L'intégrité est l'aptitude de toutes les pièces élémentaires d'un composant sous pression à résister aux charges spécifiées et à la fréquence d'occurrence donnée pendant toute la durée de vie du composant.
- Stabilité. La stabilité est l'aptitude d'un composant à résister à des charges qui tendent à modifier l'orientation ou l'emplacement du composant (par exemple en chutant, en glissant, par détachement de parties). La stabilité d'un composant requiert la résistance et la stabilité de ses supports.

Le dimensionnement sismique des équipements classés SC1 inclut l'exigence d'intégrité ou de stabilité. Les exigences de capacité fonctionnelle ou d'opérabilité doivent être définies dès lors qu'elles sont requises conformément aux exigences fonctionnelles du système.

Exigences pour la classe sismique 2

Les équipements de classe sismique 2 sont conçus à l'aide de méthodes appropriées à leurs exigences. En général, l'exigence des ouvrages de classe sismique 2 est la stabilité et les exigences des équipements de classe sismique 2 sont la stabilité et / ou l'intégrité.

2.1.2.2 Principales dispositions de conception/construction associées

2.1.2.2.1 Démarche de prise en compte du séisme à la conception

Le séisme est pris en compte dès la conception des installations et a une place spécifique dans la démonstration de sûreté.

Cette prise en compte se traduit notamment par :

- Le classement sismique d'un large périmètre d'équipements

Le classement sismique constitue une composante importante du classement de sûreté (cf. §2.1.2.1).

Outre les règles de dimensionnement et d'éventuelles dispositions constructives, les équipements présentant un classement de sûreté font par ailleurs l'objet d'un

suivi particulier : règles de maintenance, essais périodiques, prise en compte des effets du vieillissement, procédure de traitement des écarts.

La démarche « séisme événement » conduit à classer dans une classe sismique SC2 les équipements et les ouvrages qui protègent ou qui peuvent mettre en danger par leur chute les équipements classés SC1.

- Des règles d'études des accidents du domaine de dimensionnement

La conception s'appuie sur un principe de découplage qui vise à s'affranchir d'une analyse événementielle du séisme tout en prenant des marges supplémentaires.

Au titre des études du domaine de dimensionnement, les accidents PCC4, et notamment l'APRP, ont été étudiés en tenant compte du cumul MDTE en ne valorisant que des ouvrages et équipements classés sismiques.

L'analyse a été étendue aux autres transitoires et incidents de référence (PCC 2 et 3) au titre de la défense en profondeur.

Ce principe vise à ce que tous les incidents et accidents de référence puissent être gérés en cas de séisme.

- Des règles de cumuls de chargements

Le dimensionnement des structures et des matériels considère des règles de cumuls de chargements cohérentes avec les règles d'études d'accidents du dimensionnement.

2.1.2.2 Règles, codes et normes

Le dimensionnement des ouvrages et des équipements classés au séisme s'appuie dès la conception sur un cadre réglementaire déterministe. Ce corpus réglementaire comporte :

- les Règles Fondamentales de Sécurité de l'ASN, notamment :
 - Le Guide ASN 01-02 pour la conception au séisme des ouvrages neufs d'INB,
 - RFS 2001-01 pour la détermination du mouvement sismique à prendre en compte pour le dimensionnement des centrales nucléaires en France.
- les codes de conception, notamment :
 - les règles ETC-C : EPR Technical Code applicables au génie civil qui intègrent les règles BAEL, BPEL et EUROCODES,
 - les règles RCC-M pour les matériels mécaniques des îlots nucléaires,
 - les règles RCC-E pour les matériels électriques des îlots nucléaires (auxquelles s'ajoutent des données projet).

2.1.2.2.3 Calcul de la réponse de la structure

Les ouvrages de génie civil classés SC1 et SC2 font l'objet d'analyses dynamiques afin de déterminer leur réponse sous séisme. Le chargement sismique considéré dans les deux directions horizontales correspond au spectre de dimensionnement (SDD). Le chargement vertical est pris égal aux 2/3 du chargement horizontal. Ces études prennent par ailleurs en compte les caractéristiques du sol ainsi que le phénomène d'interaction entre le sol et la structure.

Le dimensionnement du génie civil, et en particulier le calcul du ferrailage, est issu d'une analyse dynamique modale spectrale qui prend en compte les modes de torsions des bâtiments. La flexibilité des planchers a été considérée dans les modèles de détail. Les critères de dimensionnement utilisés, beaucoup plus sévères que pour le bâti courant ou les installations « Seveso », n'autorisent pas la dissipation d'énergie dans le domaine plastique (pas de recours aux coefficients dits « de comportement » des Eurocode).

Les bâtiments classés SC1 font par ailleurs l'objet d'une analyse dynamique temporelle qui permet de calculer les spectres de réponse de la structure aux différents niveaux. Ces spectres de plancher constituent le chargement à considérer pour la qualification sismique des équipements installés à ces niveaux.

Dès la conception, les moyens de calcul utilisés (modélisation 3D des structures) permettent de prendre en compte les phénomènes de torsion des bâtiments et de flexibilité des planchers.

Le dimensionnement du génie civil, et en particulier le calcul du ferrailage, est issu d'une analyse dynamique pseudo-statique en prenant en compte les accélérations déterminées à chaque niveau de plancher.

Les critères de dimensionnement utilisés permettent de maintenir sous séisme d'inspection la structure dans le domaine élastique des matériaux. Les coefficients de sécurité affectés aux matériaux utilisés pour le dimensionnement de la structure sous séisme de dimensionnement permettent de garantir la tenue structurelle des ouvrages SC1 et SC2.

2.1.2.2.4 Qualification des équipements

La qualification sismique d'un équipement consiste à démontrer qu'il est apte à remplir, en cas de séisme, la ou les fonctions pour lesquelles il est prévu.

Tous les matériels dont l'opérabilité est requise en cas de séisme font l'objet d'une qualification sismique. Selon le type de matériel, différentes méthodes de qualification sont utilisées. On distingue en particulier :

- la qualification par analyse qui regroupe les méthodes basées sur le calcul, sur des résultats d'exploitation ou sur la comparaison avec un matériel similaire déjà qualifié,
- la qualification par essai sur table vibrante, qui consiste à soumettre un équipement représentatif du matériel qui sera monté sur site, à un chargement sismique supérieur ou égal à celui pour lequel l'équipement est requis.

2.1.2.3 Principales dispositions d'exploitation

La conduite des installations en cas de séisme est réalisée à partir des consignes normales de conduite qui intègrent les dispositions dédiées à la conduite des installations après un séisme. La conduite s'opère en fonction du niveau de séisme mesuré par le système KRA pour déterminer la nécessité de replier en arrêt à chaud, ou non, une tranche initialement en puissance. En cas de situation incidentelle ou accidentelle, les opérateurs appliquent les consignes de conduite prévues à cet effet.

RFS I-3.b

La RFS I-3.b « Instrumentation sismique » du 8 juin 1984 définit la nature, l'implantation et les conditions d'exploitation de l'instrumentation sismique nécessaire à une acquisition rapide des mouvements sismiques auxquels peuvent être soumises les structures des bâtiments.

L'objectif de cette instrumentation est de disposer d'un système d'alerte « temps réel » par le biais d'alarmes, de mesures et d'enregistrements appropriés permettant à l'exploitant d'effectuer une analyse rapide du niveau de séisme perçu, en le comparant aux mouvements sismiques ayant servi de base à la conception des installations.

Cette comparaison permet à l'exploitant de définir les conditions d'exploitation envisagées de la centrale après un séisme.

Nature et fonction de l'instrumentation sismique

L'instrumentation sismique (KRA-SIS) est importante pour la sûreté, et qualifiée au séisme. Deux types d'appareils sont utilisés : accéléromètres et accélérographes de pic.

L'instrumentation sismique est disponible en permanence, tranche en marche ou à l'arrêt, excepté lors de courtes périodes de contrôle ou de maintenance planifiées pour s'assurer de son bon fonctionnement.

Son rôle est de :

- Mesurer l'accélération selon les 3 axes d'un repère orthogonal du site en plusieurs points de la centrale et en « champ libre » ;
- Déclencher une alarme en salle de commande et l'enregistrement des mesures au niveau de tous les capteurs dès le dépassement d'un seuil d'accélération significatif, nommé « seuil d'alerte » détecté sur un des capteurs installés sur les structures réglé à 0,01g ; cette alarme est également répercutée sur les tranches 1 et 2 du site via le réseau téléphonique ;
- Déclencher une autre alarme indépendante de la précédente pour prévenir du dépassement du seuil de séisme d'inspection (SDI soit 0,05g) sur un ou plusieurs capteurs ;

- Déclencher une autre alarme indépendante des précédentes pour prévenir des anomalies d'origine matérielle ou logicielle susceptibles d'entraver le fonctionnement de l'instrumentation sismique ;
- Afficher immédiatement une information représentative du niveau de séisme ressenti par les structures.

Les capteurs d'accélération placés en plusieurs endroits de l'installation permettent de détecter un séisme ; sur la base de cette détection, l'opérateur applique les règles de conduite associées et selon le niveau du séisme, l'isolement automatique de l'alimentation en hydrogène SKZ est réalisé (sur atteinte du seuil du séisme d'inspection (SDI) soit 0,05g).

Deux types d'enregistrements sont effectués :

- des enregistrements d'accélérogrammes reliés aux capteurs situés dans le Bâtiment Réacteur, les Bâtiments Electriques des Bâtiments des Auxiliaires de Sauvegarde, le Bâtiment des Auxiliaires Nucléaires, le Bâtiment Combustible, le Bâtiment Diesel, la station de pompage, la galerie SEC, la salle des machines et en champ libre ; le système est conçu de façon à ce que les enregistrements commencent de manière entièrement automatique avant les secousses sismiques et se prolongent après sur quelques dizaines de secondes chaque fois que des accélérations supérieures aux seuils de déclenchement sont détectées ;
- des enregistrements mécaniques des pics d'accélération situés dans le Bâtiment Réacteur, la Salle de Commande, le Bâtiment des Auxiliaires Nucléaires et en salle de commande : ces équipements sont des systèmes autonomes ne nécessitant pas de connexion électrique.

Principe de conduite en cas de séisme

La conduite de l'installation dépend du niveau du séisme. Après activation de l'alarme sismique ou en cas de perception physique de secousses, une lecture des enregistrements KRA et des accélérographes de pic est engagée immédiatement.

La conduite à tenir est alors fonction du séisme par rapport au niveau du séisme d'inspection SDI :

- Si le seuil SDI n'est pas dépassé, chaque tranche peut poursuivre l'exploitation en effectuant en parallèle une inspection visuelle des structures et des matériels. L'Autorité de Sûreté Nucléaire est informée de l'événement.
- Si le seuil SDI est dépassé, conformément à la RFS I-3.b, 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'Autorité de Sûreté Nucléaire.

En cas de situation incidentelle ou accidentelle, les opérateurs appliquent les consignes de conduite prévues à cet effet.

2.1.2.4 Effets indirects du séisme pris en compte

2.1.2.4.1 Mise en défaut des SSC, démarche « séisme évènement »

La mise en défaut des Structures, Systèmes et Composants (SSC) qui ne sont pas conçus pour résister au niveau de séisme de dimensionnement et qui pourraient, par leur perte d'intégrité, endommager de façon conséquente les SSC qui doivent rester disponibles sont

traités par la démarche dite « séisme événement » (cf. partie Flamanville 1-2 du rapport, § 2.1.2.4.1). La démarche « séisme événement » conduit pour l'EPR à classer dans une classe sismique SC2 les équipements et les ouvrages qui protègent ou qui peuvent mettre en danger par leur comportement les équipements classés SC1 (cf. § 2.1.2.1 et 2.1.2.2).

2.1.2.4.2 Situation à l'extérieur de l'installation, y compris empêchement ou retard d'accès du personnel et du matériel au site

En cas de désordres majeurs des voiries et ouvrages d'art, l'organisation de crise fait appel aux pouvoirs publics qui, en complément d'un éventuel PPI, mettent en œuvre les dispositions ORSEC. Ces dispositions permettent de faire intervenir, avec un délai supplémentaire, le personnel d'astreinte (cf. § 2.2.1.2.2).

2.1.2.4.3 Incendie et explosion

Sur des installations industrielles ou urbaines ne relevant pas du régime des INB, le retour d'expérience montre que les séismes peuvent être à l'origine d'incendies voire d'explosions. Ces sur-accidents peuvent être liés à des désordres sur des équipements électriques de puissance, des fuites de fluides inflammables (huiles par exemple) sur des points chauds de matériels, la rupture de réseaux véhiculant des fluides inflammables ou explosifs et ne présentant pas une ductilité suffisante (du fait des choix de matériaux ou des règles d'installation peu accommodantes vis-à-vis des déplacements différentiels).

Les dispositions de prévention et de mitigation prises à la conception des installations du CNPE de Flamanville 3 permettent de maîtriser ces risques vis-à-vis de la sûreté de l'installation.

En complément, dans le cas du CNPE de Flamanville 3, des inspections sont prévues dans le cadre des études probabilités de sûreté séisme. Dans le cadre de ces inspections – qui auront lieu une fois les matériels installés – il est prévu de s'assurer de l'absence de risque d'explosion et d'incendie après un séisme à proximité des matériels classés de sûreté.

2.1.2.4.3.1 Dispositions prises vis-à-vis de l'incendie

Dans les locaux abritant des matériels classés de sûreté

Dispositions de prévention :

Les principes généraux de conception et d'installation contribuent à garantir l'absence de risque de départ de feu directement lié au séisme dans les bâtiments et locaux abritant des matériels classés de sûreté. Ces principes concernent notamment :

- Le choix des matériaux et des fluides,
- Des principes d'éloignement minimum entre les circuits véhiculant des fluides inflammables (par ailleurs en quantité aussi limitée que possible) et les parties chaudes des équipements.

Par ailleurs, les principes de classement sismique des SSC conduisent en pratique à ce que l'essentiel des équipements électriques de puissance situés dans les bâtiments classés de sûreté soient classés sismiques et donc dimensionnés vis-à-vis du SDD.

Enfin, dans les bâtiments classés de sûreté, les machines tournantes équipées de réserves d'huile et classées de sûreté sont classées sismiques et qualifiées en conséquence. L'essentiel des dispositions prises à la conception vis-à-vis du risque incendie induit par un séisme dans les locaux classés relève donc de la prévention.

Dispositions de mitigation :

Les dispositifs de détection et de lutte incendie sont classés de sûreté lorsque le risque incendie relève d'une situation accidentelle de référence. Dans ce cas, ces dispositifs de détection et de lutte sont aussi classés sismiques.

A noter qu'à ce jour il n'existe pas de retour d'expérience d'incendie négatif dans des locaux classés suite à un séisme.

Des vannes parasismiques d'isolement des parties non classées sismique du réseau incendie permettent de garantir l'alimentation en eau des systèmes de protection des locaux classés de sûreté.

Hors des locaux abritant des matériels classés de sûreté

Des incendies sont susceptibles de s'initier hors de la partie nucléaire de l'installation. Le retour d'expérience du séisme de Kashiwazaki en est l'illustration (incendie d'un transformateur). Effectivement des équipements électriques de puissance non classés de sûreté, non classés sismiques, sont installés dans le périmètre des INB, sur la plateforme. Dans le cadre de l'analyse du retour d'expérience du séisme de Kashiwazaki, une étude des conséquences d'un incendie de transformateur sur la sûreté de l'installation est en cours sur le palier 1300. Les premiers éléments disponibles confirment que cet incendie est sans impact vis-à-vis de la sûreté, tant du point de vue d'éventuels effets dominos (propagation) que du point de vue des fumées dégagées.

2.1.2.4.3.2 Dispositions prises vis-à-vis de l'explosion

La maîtrise de ce risque en cas de séisme relève essentiellement de la prévention ou de la valorisation des dispositions prises à la conception vis-à-vis du risque d'explosion externe.

Explosion sur la plate-forme

Le risque explosion est ici lié aux parcs à gaz de l'îlot conventionnel et au local « bouteilles gaz » du POE. Cette question a été étudiée dans le cadre du rapport de sûreté lié à la mise en service. Les analyses menées ont conclu à une maîtrise suffisante du risque sous réserve de l'application de la méthodologie explosion interne, qui impose entre autres une distance minimum entre les capacités de gaz et les cibles classées de sûreté, une distance minimum entre les capacités de gaz et les bâtiments non dimensionnés au séisme et enfin de prendre les dispositions nécessaires visant à prévenir les agressions externes potentielles. Ces critères sont observés pour le CNPE de Flamanville 3. Par ailleurs, les armoires de détente et les cadres de bouteilles sont conçus pour ne pas basculer en cas de séisme. Un dispositif d'isolement du réseau d'hydrogène vis-à-vis des bâtiments classés de sûreté est prévu ; il est qualifié au séisme.

Explosion à l'intérieur des locaux classés de sûreté

Le principe de base est celui de la prévention. Il consiste, dans la mesure du possible, à supprimer les sources d'explosion, à limiter l'utilisation de gaz explosifs ou de capacités de gaz sous pression et enfin à limiter la concentration du gaz en cas de fuite à l'intérieur des locaux.

Il reste cependant que le process lui-même est susceptible de produire ou d'utiliser, en quantité limitée, des gaz susceptibles d'exploser, dans certaines conditions. Les systèmes pouvant présenter des risques d'explosion sont, pour l'EPR de Flamanville 3 :

- les batteries,
- les circuits hydrogénés (systèmes SGH, RCV, TEG, CTE)

Ces systèmes sont actuellement étudiés dans le cadre du rapport de sûreté lié à la mise en service de Flamanville 3.

Le séisme est étudié pour son lien de causalité avec l'explosion interne. Les fonctions de sûreté nécessaires pour faire face à l'agression « explosion interne » sont classées de sûreté et qualifiées au séisme (SC2).

Si les analyses actuellement menées¹ montrent la nécessité de dispositions supplémentaires pour faire face à des risques d'explosion interne, ces dispositions seront mises en œuvre pour la mise en service du CNPE de Flamanville 3.

2.2 EVALUATION DES MARGES

2.2.1 DEMARCHE ET EVALUATION GENERALE DE ROBUSTESSE DES INSTALLATIONS.

2.2.1.1 Méthodologie pour évaluer la robustesse vis-à-vis du risque sismique

Cf. partie Flamanville 1-2 du rapport.

2.2.1.2 Robustesse vis-à-vis du risque sismique

Cf. partie Flamanville 1-2 du rapport, qui présente les données permettant d'évaluer la robustesse. Pour les résultats de cette évaluation, voir le § suivant.

2.2.1.3 Revue des marges

Cf. partie Flamanville 1-2 du rapport.

¹ Suivant la doctrine applicable définie par le référentiel de sûreté fixant les exigences à respecter dans un CNPE de type EPR pour assurer la protection contre le risque d'explosion. Le référentiel définit les exigences générales de sûreté, la méthodologie à suivre quant à la vérification des exigences de sûreté associées au risque explosion dans l'îlot nucléaire (IN) et à l'extérieur de l'IN du point de vue des conséquences sur la sûreté. Le domaine du référentiel couvre les risques liés aux gaz ou liquides inflammables ou explosifs, ainsi que les risques liés aux explosions de capacités de gaz sous pression.

On peut ainsi identifier les principales sources de marges présentes dans le dimensionnement parasismique de l'installation :

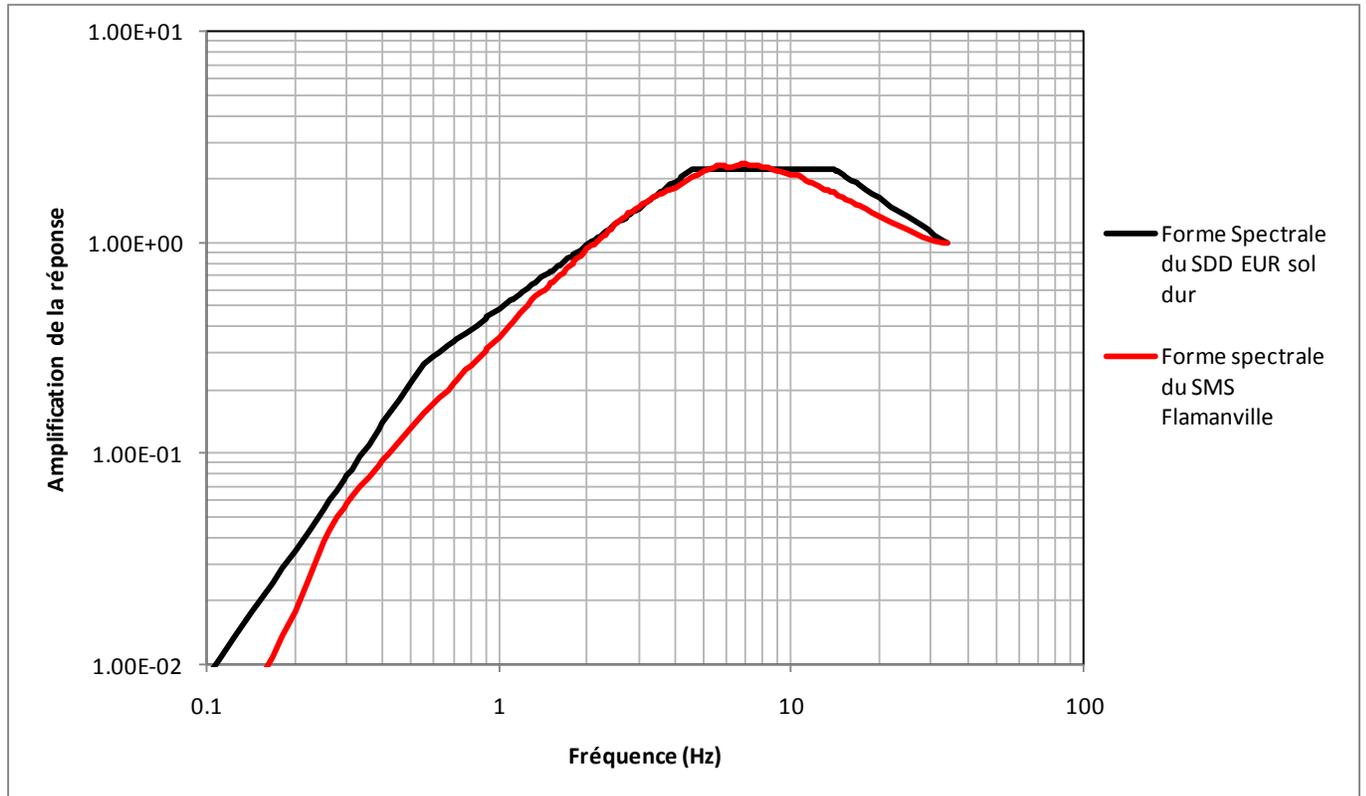
A. Chargement sismique

Le signal sismique transmis par le sol aux structures correspond à des fréquences faibles, globalement comprises entre 4 et 10 Hz pour le CNPE de Flamanville 3, le mouvement sismique associé aux fréquences supérieures étant filtré par le phénomène d'interaction sol-structure.

Les études de dimensionnement ou de robustesse s'appuient généralement sur des spectres de sol pénalisants dont la forme est dite large bande. L'utilisation de ces spectres conduit à considérer dans la gamme de fréquence de réponses des structures des niveaux d'accélération bien supérieurs à ceux qui seraient ressentis par ces structures dans le cas d'un vrai séisme avec une forme spectrale réaliste.

Le spectre EUR sol dur présente un facteur de marge moyen par rapport à la forme du spectre SMS du CNPE Flamanville 3 de 1,05 sur la gamme 1-10Hz.

Fréquence (Hz)		1 Hz	2 Hz	3 Hz	4 Hz	5 Hz	6 Hz	7 Hz	8 Hz	9 Hz	10 Hz
la réponse par rapport à l'accélération à période nulle	Spectre SMS Fla3	2.54	1.92	1.82	1.97	1.90	1.80	1.76	1.81	1.88	1.95
	Spectre EUR sol H	0.35	0.93	1.48	1.82	2.17	2.29	2.35	2.29	2.20	2.12
Facteur de marge (ratio EUR/SMS)		1.38	1.04	0.99	1.07	1.03	0.98	0.96	0.98	1.02	1.06



Pour le CNPE de Flamanville 3 on retient un facteur de marge de 1,05.

B. Calcul de la réponse de la structure

La chaîne de calcul qui part du signal sismique en champ libre jusqu'à la réponse dynamique de la structure fait intervenir de nombreux phénomènes physiques, qui tendent à diminuer la sollicitation transmise dans la structure, et qui sont négligés ou bien pris en compte de manière conservative.

- Gamme de sol

Dans le cas de calculs « palier », réalisés pour être applicables à l'ensemble des sites d'un palier, les sollicitations sismiques sont déterminées pour couvrir une gamme de sol plus large que celle que l'on peut raisonnablement considérer pour le site. Pour les matériels de l'îlot nucléaire du palier EPR, une gamme de sol caractérisée par des modules allant de 150 à 10 000 MN/m² bars est prise en compte. Les caractéristiques dynamiques du sol de Flamanville correspondent à un module compris dans la partie haute de cette fourchette. Le recours à une gamme large de sol conduit à un élargissement des spectres de planchers de dimensionnement.

L'élargissement des spectres conduisant à une marge variable selon la fréquence de réponse des équipements, et difficile à évaluer, ce conservatisme n'est pas valorisé dans la présente analyse.

- Atténuation du signal sismique dû à l'enfoncement

Le niveau sismique pris en compte dans les calculs sismiques est défini en champ libre, et correspond donc à la sollicitation ressentie pour une structure en surface. Les structures de l'îlot nucléaire présentent un enfoncement dans le sol et la sollicitation ressentie par la structure correspond au signal sismique au niveau de la fondation, plus faible que celui en surface. La pratique de dimensionnement à la conception ne valorise pas ce phénomène et considère que la structure est positionnée en surface.

La réduction de la sollicitation associée à ces phénomènes est d'autant plus significative que l'enfoncement est important et que les couches de sol dans lesquelles la structure est enfoncée sont molles.

Pour la profondeur moyenne d'enfoncement des ouvrages de l'îlot nucléaire, les études réalisées à ce jour ont démontré une atténuation du signal sismique pouvant aller jusqu'à 50 %. Dans le cas de Flamanville qui est un sol rocheux, on se rapporte au cas de Civaux dont les caractéristiques sont comparables au site de Flamanville : quelques mètres de sol sédimentaires sur un substratum très raide. Cette configuration est propice à des déconvolutions importantes (30% du PGA pour Civaux). Une marge de 30% est retenue sur la base du jugement d'expert.

- Prise en compte de l'interaction inertielle

L'interaction inertielle, c'est-à-dire le principe d'action-réaction entre le sol et le radier, est pris en compte de manière conservatrice à la conception en considérant sous la fondation des ressorts de sol dont la raideur est associée aux principales fréquences d'interaction sol-structure. Ces ressorts permettent de représenter l'amortissement du sol ainsi que l'amortissement radiatif de l'interaction sol-structure. Le recours à cette méthode simplifiée, par opposition à une méthode dite fréquentielle, qui représente la dépendance de l'interaction avec la fréquence de sollicitation, conduit à sous estimer l'atténuation du signal. Une autre source de marge provient du fait que l'interaction inertielle est sous estimée en négligeant les effets de l'enfoncement (augmentation de l'amortissement radiatif dû au contact entre sol et éléments structurels périphériques).

Sur la base d'un jugement d'expert, une marge forfaitaire de 10 % est considérée pour prendre en compte ce phénomène.

Le cumul des marges décrites ci-dessus conduit pour le CNPE de Flamanville 3 à retenir de manière conservatrice la valeur de 1,43 pour le facteur de marge lié aux méthodes de calcul de la réponse de la structure.

C. Critères de dimensionnement des structures et des équipements

Les structures

Les structures de génie civil doivent principalement permettre de respecter trois exigences : la résistance et la stabilité de l'ouvrage, le confinement, et le supportage des équipements installés.

- Résistance/stabilité

La première exigence associée aux structures est leur stabilité sous séisme. Les structures de génie civil disposent d'une robustesse sismique intrinsèque importante, et leur stabilité sous

séisme ne représente pas un risque significatif dès lors que des dispositions parasismiques ont été adoptées. Les codes de dimensionnement parasismique conventionnels tels que l'Eurocode 8 tiennent compte de la capacité des structures à dissiper de l'énergie lorsqu'elles sont soumises à un séisme. Ceci se traduit par l'emploi d'un coefficient, dit « de comportement », qui abat les efforts calculés dans la structure. Pour les structures industrielles, ce facteur d'abattement est de l'ordre de 4. Les normes de conception des ouvrages nucléaires ne prennent pas en compte cet abattement, ce qui constitue une source de marge significative. Les marges de la pratique nucléaire sont par ailleurs confirmées par l'expérimentation, et notamment par la campagne d'essais SMART (Seismic design and best-estimate Methods Assessment for Reinforced concrete buildings subjected to Torsion and non-linear effects), où une maquette dimensionnée selon la pratique nucléaire pour une accélération de 0,2g, a subi sur la table vibrante du CEA des accélérations jusqu'à 1g sans dommage majeur.

- Confinement

Les structures de génie civil contribuent au maintien du confinement avec l'enceinte du bâtiment réacteur. Il s'agit d'une structure extrêmement robuste, dimensionnée en cumulant les chargements issus du séisme et d'accident de type APRP. Les éléments associés à la robustesse du confinement sont détaillés au paragraphe §2.2.2.

- Supportage

Sous des niveaux de sollicitation sismique élevés, une fissuration progressive va apparaître dans la structure et réduit la capacité portante des ancrages pour les matériels installés dans les bâtiments. La capacité sismique associée au supportage est moindre que celle associée à la stabilité. Pour autant, cette fissuration apparaît pour des niveaux sismiques importants, au-delà de la capacité de certains équipements, si bien que ce phénomène influe peu sur la capacité globale de l'installation. Lors de la campagne d'essais SMART, la maquette dimensionnée à 0,2g a subi des accélérations jusqu'à 0,7 g sans apparition de fissuration significative.

- Le conservatisme associé aux pratiques de dimensionnement des ouvrages nucléaires met en évidence un facteur de marge minimal de 3 dans le dimensionnement des structures.

Les équipements

Le retour d'expérience post sismique et expérimental conclut de façon générale à une bonne robustesse des équipements. Les sources de marge sont cependant variables selon le type d'équipements.

Le chargement sismique applicable pour les équipements installés dans les bâtiments correspond aux spectres de planchers calculés à partir du calcul d'interaction sol-structure. Ainsi, en complément des marges présentées en parties A et B, s'ajoutent celles associées au dimensionnement même des équipements à partir des spectres de plancher.

- Equipements mécaniques

Gros composants mécaniques :

Le retour d'expérience post sismique a démontré que les équipements mécaniques tels que les pompes, les ventilateurs, les générateurs ou les robinets bénéficient d'une grande robustesse vis-à-vis du séisme même lorsqu'ils n'ont pas été dimensionnés pour ce type de sollicitation.

L'utilisation de méthodes simplifiées et conservatives ou encore le recours aux critères de dimensionnement d'un code tel que le RCC-M procurent des marges sismiques significatives.

- Les études de robustesse menées sur nos installations mettent en évidence qu'un facteur de marge minimal de 2 est associé au dimensionnement des gros composants mécaniques.

Réservoirs verticaux à fond plat (bâches):

Les réservoirs sont généralement peu rigides et sont sollicités par des masses d'eau importantes. Les marges associées au dimensionnement de ces matériels sont plus limitées que celles que l'on associe aux autres équipements mécaniques. Les modes de défaillance sous séisme identifiés par le retour d'expérience concernent essentiellement les ancrages et le flambage des viroles.

- Les études de robustesse menées sur nos installations mettent en évidence qu'un facteur de marge global (réponse de la structure et dimensionnement de l'équipement) d'au moins 1,5 peut être considéré pour les bâches.

Tuyauteries :

Les tuyauteries bénéficient d'un retour d'expérience post sismique et expérimental favorable, qui met en évidence des marges très importantes (facteur de l'ordre de 10).

- Les études de robustesse menées sur nos installations mettent en évidence qu'un facteur de marge minimal de 3 peut être considéré pour le dimensionnement des tuyauteries.

Gaines de ventilation :

Les gaines de ventilation constituent un matériel de distribution de masse relativement faible. Le retour d'expérience a démontré que les gaines disposaient lorsque leur système de supportage était conçu de façon adéquate, et même en l'absence de dimensionnement au séisme, d'une grande robustesse sismique.

- Les études de robustesse menées sur nos installations mettent en évidence qu'un facteur de marge global (réponse de la structure et dimensionnement de l'équipement) d'au moins 2 peut être considéré pour les gaines de ventilation.

- Equipements électriques

Armoires, relayage, panneaux de contrôle :

Les équipements électriques avec un requis sismique sont généralement qualifiés, par essai ou par calcul, sur la base de spectres de qualification génériques pénalisants et couvrant les

spectres des planchers ou ses matériels sont installés. Ceci constitue une source de marge significative pour ce type d'équipement. On peut généralement considérer que la capacité sismique de ces équipements est limitée par celle de leurs ancrages.

Les études de robustesse menées sur nos installations mettent en évidence qu'un facteur de marge global (réponse de la structure et dimensionnement de l'équipement) d'au moins 1,5 peut être considéré pour les équipements électriques.

Chemins de câbles :

Le retour d'expérience post sismique a démontré que les chemins de câbles étaient robustes sous séisme, notamment en raison d'hypothèses conservatives dans leur dimensionnement (amortissement réel supérieur à celui pris en compte, redondance des supports). La capacité sismique de ces matériels est généralement limitée par leur système de supportage.

Les études de robustesse menées sur nos installations mettent en évidence qu'un facteur de marge global (réponse de la structure et dimensionnement de l'équipement) d'au moins 2 peut être considéré pour les chemins de câbles

2.2.2 FONCTION DE SURETE HORS CONFINEMENT

2.2.2.1 Capacités sismiques génériques

Les éléments de robustesse présentés précédemment permettent d'évaluer les capacités sismiques suivantes pour les principales catégories de structures et d'équipements.

		Structures	gros composants mécaniques	tuyauteries	Station de Pompage		bâches	équipements électriques	chemins de câbles	Gaines de ventilation
		Ilot	Ilot	Ilot	Structure	matériels				
Accélération PGA du spectre de dimensionnement (g)		0,25	0,25	0,25	0,2	0,2	0,25	0,25	0,25	0,25
Facteurs de marge	<i>Forme spectrale</i>	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
	<i>Réponse de la structure (effets de l'enfoncement et interaction inertielle)</i>	1,43	1,43	1,43	1,43	1,43	1,43	1,43	1,43	1,43
	<i>Critères et méthodes de dimensionnements des SSC</i>	>3	> 3	> 3	>3	> 1,5	1,5	1,5	2	2
	Facteur de marge global	> 4,5	> 4,5	> 4,5	> 4,5	> 4,5	> 2,1	> 2,1	> 2,8	> 2,8
Capacité générique		>0,5g	>0,5g	>0,5g	>0,5g	>0,5g	>0,5g	>0,5g	>0,5g	>0,5g

Cas des matériels nécessaires en situation de perte des sources électriques et de perte de source froide :

Dans le cas de l'EPR Flamanville 3, les matériels utilisés en perte des sources électriques et en perte de source froide sont qualifiés et donc dimensionnés au SDD. Ils présentent donc une robustesse égale à celle des matériels décrits dans le tableau ci-dessus.

Conclusion

Les capacités sismiques des structures et matériels, dont la défaillance conduirait à la remise en cause des fonctions de sûreté, sont supérieures à 0,5g. Ce niveau couvre très largement le contexte sismique du site (4.5 fois supérieur au niveau SMHV), jusqu'à des valeurs d'aléa qui n'y sont pas plausibles.

Compte tenu des études d'ingénierie disponibles, il est difficile de déterminer un niveau au-delà duquel la perte des fonctions de sûreté devient inévitable.

2.2.2.2 Points de vigilance vis-à-vis du séisme et dispositions d'amélioration

2.2.2.2.1 Installation

Identification des effets falaise

L'effet falaise se caractérise par le fait qu'à un certain niveau d'aléa, une augmentation de cet aléa peut se traduire par une forte discontinuité dans le comportement de l'installation. On peut identifier des effets falaise sur différents matériels, et suivant le matériel auquel on s'intéresse l'apparition de l'effet correspond à des niveaux très variables. Ainsi, comme on l'a vu plus haut, les réseaux de tuyauteries sont très robustes et un effet falaise n'est susceptible d'apparaître que pour des niveaux de séisme très élevés, alors que dans l'ensemble le matériel électrique est moins robuste. L'intérêt de l'exercice est évidemment d'identifier les effets qui peuvent apparaître pour des niveaux de séisme relativement peu élevés.

Pour l'EPR aucun effet falaise n'est vraisemblable sur les matériels et les bâtiments requis au séisme, même à des niveaux supérieurs au dimensionnement (pas d'effet falaise à 0.5g). Il n'est pas possible d'identifier le premier effet falaise qui apparaîtrait. EDF a donc listé ici un ensemble de matériels non requis au séisme mais dont la tenue apporterait à la robustesse générale de l'installation.

Circuits SEI et bassins SEA

a) Premières fragilités au-delà du dimensionnement et effets falaise potentiels :

Les deux bassins SEA sur lesquels vient se brancher le circuit SEI sont des installations non classées de sûreté et sans requis sismique.

L'étude de stabilité au séisme des bassins conclut que les bassins sont stables sous les sollicitations du séisme majoré de sécurité (SMS).

Les tuyauteries et vannes SEI qui permettent l'alimentation des divers circuits du site en eau industrielle ne sont pas dimensionnées au séisme. Elles cheminent en enterré des bassins SEA jusqu'à la chambre des vannes aval (elle-même enterrée), puis descendent par un puits jusqu'aux galeries mécaniques et inter-tranches des 3 tranches sous la plate-forme du site.

En cas de SMS, il n'est pas postulé la ruine des deux bassins mais celle des tuyauteries SEI avec pour conséquences la vidange complète des deux bassins et l'inondation des galeries mécaniques et des salles des machines des trois tranches.

Le volume d'eau déversé pendant la fuite, soit environ 150 000 m³, est contenu dans les galeries et les salles des machines des trois tranches. La résistance des galeries mécaniques à une telle charge d'eau a été vérifiée, le risque d'effondrement puis d'endommagement des galeries SEC passant en dessous est donc écarté.

Il est donc démontré que le volume d'eau apporté par cette vidange sur la plate-forme des trois tranches reste acceptable du point de vue du risque inondation.

b) Amélioration de la robustesse :

Le retour d'expérience de Fukushima met en évidence l'intérêt de disposer de source d'eau après le séisme. Les bassins SEA représentent un volume total d'environ 150 000 m³ d'eau douce : pour cette raison, pour les bassins SEA et le système SEI, la démonstration de la tenue fonctionnelle après séisme apporterait une contribution significative à la robustesse post-sismique générale de l'EPR Flamanville, par la mise à disposition d'une capacité d'eau supplémentaire. Cette configuration présenterait un intérêt certain en termes de robustesse en situation de perte des sources électriques ou de la source froide.

EDF rendra sismique la chambre à vannes et les conduites SEI et assurera la distribution d'eau sur la plate forme pour les besoins des dispositions complémentaires appelant la réserve des bassins SEA.

Protection volumétrique

a) Premières fragilités au-delà du dimensionnement et effets falaise potentiels :

L'étanchéité des protections volumétriques suite au séisme n'est pas requise par le référentiel de conception actuel concernant l'inondation externe. La tenue au séisme des éléments constituant la protection volumétrique n'a donc pas été étudiée.

b) Amélioration de la robustesse :

Les systèmes de calfeutrement étant capables de reprendre des déformations (thermique, ou tassement), des études de tenue fonctionnelle au séisme de ces éléments permettront de démontrer la tenue sismique de ces éléments.

Pour mémoire, sur la base d'avis d'experts, certains systèmes de calfeutrement sont plus robustes aux sollicitations sismiques que d'autres.

Il existe trois principaux systèmes de calfeutrement :

- les mortiers « pleine masse » avec revêtement d'étanchéité,
- les mousses « pleine masse » avec revêtement d'étanchéité,
- les élastomères « pleine masse » étanches.

2.2.2.2.2 Organisation de crise - points de vigilance et améliorations

Cf. partie Flamanville 1-2 du rapport.

2.2.3 FONCTION DE SURETE INTEGRITE DU CONFINEMENT

2.2.3.1 Intégrité du confinement BR

Dans le cas d'une situation accidentelle résultant d'un séisme, et conduisant à la libération de substances radioactives dans le bâtiment réacteur, le maintien du confinement est assuré par :

- **Une enceinte de confinement robuste** : l'enceinte interne est réalisée en béton précontraint doublé d'un liner métallique. Cet ensemble est dimensionné pour le cumul du chargement associé au séisme SDD et du chargement associé à l'APRP de référence (rupture complète d'une ligne principale du circuit primaire). Ce cumul est très pénalisant compte tenu du caractère peu vraisemblable de la simultanéité des deux phénomènes lié notamment au classement sismique de ce circuit et aux règles de conception et de fabrication qui lui sont spécifiques. Le critère de vérification associé à cette combinaison de dimensionnement est le maintien d'une compression moyenne supérieure ou égal à zéro dans le béton de l'enceinte ce qui implique un conservatisme très significatif vis-à-vis d'un critère de fissuration de l'ouvrage. Les méthodes d'analyse de robustesse sismique, usuellement utilisées au niveau international, considèrent que l'enceinte de confinement elle-même dispose d'une capacité sismique particulièrement élevée. Les analyses de robustesse menées sur nos tranches ont confirmé cette robustesse et ont démontré des capacités bien supérieures à 1g. L'enceinte interne est entourée d'une deuxième enceinte dite externe, en béton armé et partie de la « coque avion », elle aussi robuste.
- **Un système d'isolement de l'enceinte** : en cas de détection d'une anomalie associée à un risque de rejet radiologique (détection d'une activité élevée dans l'enceinte ou d'un niveau de pression élevé dans l'enceinte), l'étanchéité de l'enceinte au niveau des traversées est assurée par la fermeture automatique des vannes d'isolement de l'enceinte. Ce système est un système de sauvegarde, ce qui signifie que sa conception et sa réalisation relèvent du plus haut niveau d'exigences associées aux systèmes classés de sûreté. Il est redondant et secouru électriquement. La totalité du système, aussi bien la partie électrique que la partie mécanique (les vannes) est classée sismique. L'ensemble présente intrinsèquement une grande robustesse.
- **Un système de confinement dynamique** : en cas de libération de substances radioactives dans l'enceinte de confinement, bien que le liner réduise de façon importante les fuites à travers l'enceinte interne, un système de confinement dynamique dans l'espace situé entre les deux enceintes interne et externe permet de collecter et filtrer la fuite éventuelle, limitant en cela les rejets à l'extérieur. Le système de filtration, EDE, est classé de sûreté, c'est-à-dire qu'il est calculé au séisme, qu'il repose sur des voies redondantes, et qu'il est secouru électriquement.

Les dispositions mises en place permettent ainsi de garantir la robustesse du confinement du bâtiment réacteur en situation accidentelle pour des niveaux sismiques supérieurs à 0.5g.

2.2.3.2 Etat des lieux pour la piscine BK – Entreposage/Manutention combustible

L'installation de stockage du combustible en piscine permet d'entreposer le combustible usé sous eau jusqu'au moment de son évacuation hors de la centrale, ou le combustible neuf avant son chargement en cœur. Le combustible neuf est entreposé dans un râtelier de stockage à sec du combustible neuf, avant d'être introduit dans le râtelier d'entreposage en piscine. Ce râtelier est situé dans le bâtiment combustible (BK), à côté de la piscine de désactivation.

Les râteliers de stockage du combustible neuf ou usagé sont conçus pour rester intègres sans déformation sous séisme SDD. Cette intégrité permet de respecter l'intégrité de la gaine du combustible (première barrière).

Les piscines de stockage du combustible usé, les liners métalliques qui assurent leur étanchéité ainsi que les bâtiments combustible sont également dimensionnés au séisme (SDD), et conservent leur intégrité pour des températures d'eau en piscine de 100°C (état qui pourrait être atteint pour des situations de perte totale et prolongée de refroidissement de la piscine où la température en piscine peut augmenter jusqu'à l'ébullition).

Vis-à-vis des systèmes de ventilation, l'ouverture de l'exutoire du hall de la piscine BK sera classée séisme.

Les capacités sismiques des structures du bâtiment combustible et des matériels participant à la fonction refroidissement de la piscine d'entreposage du combustible sont supérieures à 0,5g (cf. paragraphe 2.2.1.1.3).

La robustesse du BK n'est par conséquent pas remise en cause.

ANNEXE 1

CLASSEMENT AU SEISME DES PRINCIPAUX SYSTEMES MECANIQUES

Systèmes élémentaires		Classement sismique
APG	Purge des générateurs de vapeur	
	- Lignes connectées aux générateurs de vapeur (DN≤100 et DI<100) jusqu'au 1 ^{er} organe d'isolement inclus ⁽¹⁾	SC1
	- Lignes DN100 connectées aux générateurs de vapeur entre le 1 ^{er} organe d'isolement (exclu) et le 2 ^{ème} organe d'isolement inclus ⁽¹⁾	SC1
	- Lignes de transfert (CSP – DN 50)	SC1
	- Traversées enceinte	SC1
	- Autres parties intérieures enceinte et dans les BAS	SC2
ARE	Régulation de débit d'eau alimentaire	
	- Lignes connectées aux générateurs de vapeur de DN>100 jusqu'au 2 ^{ème} organe d'isolement inclus ⁽¹⁾	SC1
	- Lignes connectées aux générateurs de vapeur de DI<100 jusqu'au 1 ^{er} organe d'isolement inclus ⁽¹⁾	SC1
	- Poste de vannage (petit et grand débit)	SC1
ASG	Alimentation de secours des générateurs de vapeur	
	- Lignes connectées aux générateurs de vapeur jusqu'au 2 ^{ème} organe d'isolement inclus pour les DI > 25, et au 1 ^{er} organe d'isolement inclus pour les DI≤25 ⁽¹⁾	SC1
	- Barillet au refoulement des pompes ASG	SC1
	- Barillet à l'aspiration des pompes ASG	SC1
	- Ré-alimentation des bâches ASG par JAC	SC1
	- Reste du système	SC1
CFI	Filtration eau de circulation	
	- Rotation petite vitesse des organes filtrants (FAC et TF)	SC1
	- Lavage basse pression des organes filtrants (FAC et TF)	SC1
	- Mesures de niveau d'eau en aval des organes filtrants	SC2
CRF	Eau de circulation	
	- Arrêt automatique des pompes CRF sur perte de charge élevée CFI	SC1
	- Mesures de niveau Salle des Machines	SC1

Systèmes élémentaires		Classement sismique
DCL	Climatisation de la salle de commande principale	
	- Ventilation, chauffage et climatisation de la salle de commande	SC1
	- Filtration normale	SC1
	- Filtration iode et registres d'isolement	SC1
	- Isolement alimentation air neuf	SC1
DEL	Distribution eau glacée de sûreté	SC1
DER	Distribution eau glacée îlot nucléaire	
	- Isolement enceinte	SC1
	- Reste du système	SC2
DFL	Contrôle des fumées	
	- Isolement de la zone contrôlée des BAS, BK, BAN et BTE	SC1
DMK	Evacuation du combustible utilisé	
	- Lignes connectées à la pénétration (sous la fosse de chargement) ou à l'emballage	SC1
	- Reste du système	SC2
DVD	Ventilation des Bâtiments Diesels	
	- Ventilation des locaux des diesels principaux	
	• Extraction de la chaleur des halls diesel	SC1
	• Soufflage, refroidissement et extraction des locaux électriques	SC1
	• Chauffage du hall diesel	SC2
	- Ventilation des locaux des diesels ultimes	
	• Extraction de la chaleur des halls diesel	SC1
• Soufflage et extraction des locaux électriques	SC1	
• Chauffage du hall diesel	SC2	
• Ventilation des locaux batteries	SC1	
DVL	Ventilation de la zone non contrôlée des Bâtiments des Auxiliaires de Sauvegarde	
	- Filtration, chauffage refroidissement et ventilation	SC1
	- Ventilation des locaux MCP et de la station de repli	NC
DVP	Ventilation de la Station de Pompage	
	- Refroidissement des locaux de la station de pompage	SC1
	- Chauffage des locaux de la station de pompage	SC1
	- Refroidissement des locaux de l'ouvrage de rejet	SC1/SC2
	- Chauffage des locaux de l'ouvrage de rejet	SC1/SC2
DWK	Ventilation du Bâtiment Combustible	
	- Isolement soufflage/extraction du hall de manutention combustible BK	SC1
	- Isolement soufflage du local face au sas de secours	SC1
	- Lignes d'extraction du local face au sas de secours et de soufflage/extraction face au TAM	SC1
	- Isolement de la ventilation normale du BK	SC1

Systèmes élémentaires		Classement sismique
DWL	Ventilation de la zone contrôlée des Bâtiments des Auxiliaires de Sauvegarde	
	- Isolement soufflage du local face au sas personnel	SC1
	- Isolement de la ventilation normale des BAS	SC1
	- Extraction accidentelle des BAS et filtration iode	SC1
	- Isolement de la ventilation des locaux EVU	SC1
	- Isolement du soufflage des locaux RIS	SC1
DWN	Ventilation du Bâtiment des Auxiliaires Nucléaires	
	- Registres d'isolement air neuf et sortie BAN	SC1
	- Filtration normale et filtration iode	NC
DWQ	Ventilation de la zone contrôlée du Bâtiment de Traitement des Effluents	
	- Extraction et filtration de la zone contrôlée	NC
	- Registres d'isolement d'air neuf et sortie BTE	SC1
EBA	Ventilation de balayage de l'enceinte	
	- Isolement enceinte soufflage petit et grand débit	SC1
	- Isolement soufflage du local face au TAM	SC1
	- Ouverture extraction BK et mise en service filtration iode EBA petit débit	SC1
	- Isolement enceinte extraction petit et grand débit	SC1
	- Reprise des fuites des traversées enceinte EBA par EBA	SC1
EDE	Ventilation de l'espace entre-enceintes	
	- Traversées de l'enceinte externe	SC1
	- Filtration iode et chauffage de l'espace entre-enceinte	SC1
	- Filtration normale	
	• Isolement de la filtration normale	SC1
• Reste de la filtration normale	SC2	
	- Traversées enceinte	SC1
	- Collecte des fuites	SC1
ETY	Réduction de la concentration en hydrogène de l'enceinte	
	- Recombineurs	SC1 ⁽²⁾
	- Ouverture des Hydrogen Mixing Dampers (HMD)	SC1 ⁽²⁾
	- Disques de rupture et de convection	SC1
EVF	Filtration interne du BR	
	- Clapets coupe-feu	SC1
	- Reste du système	SC2
EVR	Ventilation continue du BR	
	- Ventilation du puits de cuve	SC1
	- Reste du système	SC2

Systèmes élémentaires		Classement sismique
EVU	Système d'évacuation de chaleur de l'enceinte de confinement <ul style="list-style-type: none"> - Lignes d'aspersion intérieures BR - Lignes de refroidissement de la zone d'étalement du corium (int. BR) - Lignes de décolmatage des filtres des puisards (int. BR) - Traversées enceinte (lignes et vannes d'isolement) hors aspiration sur l'IRWST - Traversées enceinte (lignes et vannes d'isolement) des lignes d'aspiration sur l'IRWST - Traversée enceinte ligne de décolmatage des filtres des puisards - Equipements extérieurs BR de la chaîne principale (lignes, pompes, échangeurs) « hors soude » 	SC1 SC1 SC1 SC1 SC1 SC1 SC1
EVU	<ul style="list-style-type: none"> - Chaînes de refroidissement intermédiaires Files 1 et 2 (échangeurs EVU / SRU inclus) - Bâche à soude et lignes d'injection associées 	SC1 SC1
JAC	Protection incendie et distribution eau incendie classée <ul style="list-style-type: none"> - Lignes spécifiques à la lutte contre l'incendie - Bâches et lignes permettant l'appoint à la piscine BK - Surveillance puisards JAC - Circuit de mise en pression statique et appoint SER 	SC1 SC1 SC1 SC2
JPD	Protection et distribution eau incendie îlot conventionnel <ul style="list-style-type: none"> - Circuits incendie de la station de pompage et de l'ouvrage de rejet - Vanne d'isolement à la fonction d'appoint à la piscine BK 	SC1 SC1
JPI	Protection incendie <ul style="list-style-type: none"> - Traversée enceinte - Appoint à la piscine BK - Reste du système 	SC1 SC1 SC1
JPV	Protection incendie des diesels <ul style="list-style-type: none"> - Vannes d'isolement à la fonction d'appoint à la piscine BK - Reste du système 	SC1 SC1
KRA	Mesure séisme <ul style="list-style-type: none"> - Instrumentation sismique (KRA-SIS) 	SC2
KRH	Détection hydrogène de l'îlot nucléaire <ul style="list-style-type: none"> - Détection dans les locaux à risque 	SC2

Systèmes élémentaires		Classement sismique
KRT	Radioprotection de tranche	
	- Isolement enceinte	SC1
	- Détection d'activité BR en états d'arrêt	SC1
	- Détection d'activité hall de manutention du combustible	SC1
	- Détection d'activité vapeur (GV)	SC1
	- Mesure d'activité enceinte (haute activité enceinte)	SC1
	- Mesures d'activité de l'espace entre-enceinte	NC
	- Mesure d'activité BR en fonctionnement normal	SC2
	- Détection d'activité purges GV	SC1
	- Mesures d'activité condenseur	NC
	- Détection d'activité RRI	SC1
	- Mesure d'activité du circuit primaire	SC2
	- Mesures d'activité des puisards BAN et BK	NC
	- Mesure du débit de dose salle de commande	SC1
- Mesure d'activité TEG	NC	
KRT	- Mesures d'activité à la cheminée du BAN	SC2
	- Mesures d'activité dans les systèmes de ventilation	NC
	- Mesures d'activité des puisards BAS	SC1
PTR	Traitement et refroidissement de l'eau des piscines	
	- Traversées enceinte	SC1
	- Refroidissement de la piscine BK	
	• Files principales en amont des échangeurs	SC1
	• Echangeurs des files principales de refroidissement et lignes situées en aval	SC1
	• 3 ^{ème} file en amont des échangeurs	SC1
	• Echangeur de la 3 ^{ème} file PTR et lignes situées en aval	SC1
	- Ecrémage, purification et transferts d'eau de la piscine réacteur et de la piscine BK	
• Lignes de vidange des compartiments jusqu'au 2 ^{ème} organe d'isolement inclus	SC1	
• Reste du système	SC2	
RBS	Borication de sécurité	
	- Piquages CPP jusqu'au 1 ^{er} organe d'isolement inclus sur le SE RBS ⁽¹⁾	SC1
	- Traversées enceinte	SC1
	- Reste du système	SC1

Systèmes élémentaires		Classement sismique
RCP	Circuit primaire	
	- Cuve du réacteur	
	• Corps et couvercle de cuve	SC1
	• Ligne de fuite plan de joint cuve (DI<25) jusqu'au 1 ^{er} organe d'isolement inclus ⁽¹⁾	SC1
	- Ligne d'évent cuve jusqu'au 1 ^{er} organe d'isolement primaire inclus (DI<25) ⁽¹⁾	SC1
	- Ligne d'évent cuve entre le 1 ^{er} organe et le 2 ^{ième} organe d'isolement primaire inclus (DI<25) ⁽¹⁾	SC1
	- Ligne d'évent cuve en aval du 2 ^{ième} organe d'isolement primaire (DI<25) ⁽¹⁾	SC2
	- Internes de cuve	
	• Composants considérés comme des supports de cœur	SC1
	• Autres structures internes	SC1
	- Mécanismes de commande des grappes (cf. RGL également)	
	• Enveloppe sous pression	SC1
	- Boucles primaires	SC1
	- Générateurs de vapeur	
	• Partie tubes / partie secondaire	SC1
	• Lignes d'échantillonnage secondaire jusqu'au 1 ^{er} organe d'isolement (DI<100 et DN ≤ 100) ⁽¹⁾	SC1
	- Pressuriseur	
	• Pressuriseur, soupapes de sûreté et ligne d'expansion	SC1
	• Lignes et vannes d'aspersion normale incluses	SC1
	• Lignes et vannes d'aspersion auxiliaire jusqu'au 2 ^{ème} organe d'isolement ⁽¹⁾	SC1
	• Ligne de dépressurisation en accident grave jusqu'au 2 ^{ème} organe d'isolement ⁽¹⁾	SC1
	• Lignes d'évent pressuriseur jusqu'au 2 ^{ème} organe d'isolement inclus ⁽¹⁾	SC1
	• Ligne d'échantillonnage REN jusqu'au 1 ^{er} organe d'isolement (DI<25) ⁽¹⁾	SC1
	• Manchettes des chaufferettes, brides des cannes chauffantes	SC1
	- Groupes motopompes primaires	
	• Volute et logement joint N°1	SC1
	• Logements joints N°2 et 3	SC1
	• DEA	SC1
	• Lignes d'alimentation en azote du DEA	SC1
	• Lignes d'injection aux joints N°3 depuis le clapet anti-retour jusqu'à la pompe	SC1
	• Ligne d'injection aux joints N°1 depuis le 2 ^{ième} organe d'isolement inclus	SC1
	• Lignes de fuite des joints N°1 jusqu'au 1 ^{er} organe d'isolement inclus ⁽¹⁾	SC1
• Lignes de fuite des joints N°2 et 3 jusqu'au 1 ^{er} organe d'isolement inclus ⁽¹⁾	SC1	
• Lignes d'alimentation des barrières thermiques en amont et aval du GMPP jusqu'au 2 ^{ième} organe d'isolement inclus	SC1	
• Arbres des GMPP	SC1	
- Réservoir de décharge pressuriseur (réservoir, lignes, disques d'éclatement)	SC1	

Systèmes élémentaires		Classement sismique
RCV	Contrôle volumétrique et chimique	
	- Décharge RCV, de la boucle primaire au 2 ^{ème} organe d'isolement ⁽¹⁾	SC1
	- Echangeur régénérateur	SC2
	- Echangeurs non régénérateurs	SC2
	- Filtration / purification	NC
	- Réservoir de contrôle volumétrique du RCV	SC2
	- Vannes d'isolement en aval du réservoir RCV et de la station d'hydrogénation	SC1
	- Pompes de charge	SC2
	- Ligne de charge, des boucles primaires au 2 ^{ème} organe d'isolement RCV ⁽¹⁾	SC1
	- Ligne d'aspersion auxiliaire du 1 ^{er} organe d'isolement (RCP) au 2 ^{ème} organe d'isolement RCV ⁽¹⁾	SC1
	- Traversées enceinte [charge, décharge, injection et retour joints]	SC1
	- Liaison IRWST – RCV	SC1
	- Boremètres	SC1
- Lignes véhiculant de l'hydrogène	SC2	
REA	Appoint eau et bore	
	- Bâches de stockage (bore)	SC2
	- Bâche de préparation	SC2
	- Reste du système (eau et bore)	SC2
REN	Echantillonnage primaire	
	- Echantillonnage RCP <ul style="list-style-type: none"> • Lignes connectées au RCP jusqu'au 1^{er} organe d'isolement inclus (DI<25) ⁽¹⁾ • Traversées enceinte 	SC1 SC1
REN	• Echangeurs REN	SC2
	- Echantillonnage RIS <ul style="list-style-type: none"> • Lignes connectées aux files RIS • Traversées enceinte échantillonnage accumulateurs RIS 	SC2 SC1
	- Lignes véhiculant de l'hydrogène	SC2
	- Reste du système	NC
RES	Echantillonnage secondaire	
	- Traversées enceinte	SC1
	- Echantillonnage des GV	SC1
RGL	Système de commande des grappes	
	- Mécanismes de commande de grappe (cf. RCP également) <ul style="list-style-type: none"> • Contrôle des grappes (dispositif à cliquet et tige de commande) • Indicateurs de position de grappe 	SC1 SC1
	- Reste du système RGL (cf. LAK et RCSL également)	SC1

Systèmes élémentaires		Classement sismique
RIC	Instrumentation interne du cœur <ul style="list-style-type: none"> - Mesures fixes de flux local (collectrons SPND) - Mesure de température sortie cœur - Mesure de niveau cuve 	SC1 SC1 SC1
RIS	Injection de sécurité / refroidissement à l'arrêt <ul style="list-style-type: none"> - Lignes communes d'injection ISMP-ISBP et lignes connectées, depuis les boucles primaires jusqu'au 2^{ème} organe d'isolement ⁽¹⁾ - Lignes d'injection BF et lignes connectées, du CPP jusqu'au 2^{ème} organe d'isolement inclus ⁽¹⁾ - Lignes d'aspiration IRWST et de refoulement des pompes RIS, pompes RIS incluses - Traversées enceinte aspiration IRWST - Lignes refroidissement à l'arrêt - Lignes débit nul ISMP/ISBP - Echangeurs ISBP - Accumulateurs RIS et lignes connectées 	SC1 SC1 SC1 SC1 SC1 SC1 SC1
RPE	Purges, événements et exhaures nucléaires <ul style="list-style-type: none"> - Traversées enceinte - Collecte effluents primaires BR (réservoirs de stockage et lignes connectées) - Collecte effluents primaires BAS (réservoirs de stockage et lignes connectées) - Collecte effluents primaires BAN (réservoir de stockage et lignes connectées) - Drains résiduaux BAS/BK (réservoirs de stockage et lignes connectées) - Drains résiduaux BAN (réservoir de stockage et lignes connectées) - Drains chimiques BAN (réservoir de stockage et lignes connectées) - Drains chimiques BK (réservoir de stockage et lignes connectées) 	SC1 SC2 SC2 NC SC2 NC NC SC2
RPE	<ul style="list-style-type: none"> - Drains de plancher 1 (réservoirs de stockage et lignes connectées) - Drains de plancher 2 (réservoirs de stockage et lignes connectées) - Drains de plancher 3 (réservoirs de stockage et lignes connectées) - Drains résiduaux, chimiques et de plancher BTE 	SC2 ⁽³⁾ SC2 ⁽³⁾ SC2 ⁽³⁾ NC
RPE	Purges, événements et exhaures nucléaires (suite) <ul style="list-style-type: none"> - Collecte décharge des soupapes dans le BAN (réservoir et lignes connectées) - Réinjection des effluents RIS dans le BR 	NC SC1
RPN	Instrumentation nucléaire	SC1

Systèmes élémentaires		Classement sismique
RRI	Circuit de réfrigération intermédiaire	
	- Utilisateurs F1 sur les trains 1/2/3/4 : lignes et vannes associées	SC1
	▪ Vers les échangeurs ISBP	SC1
	▪ Vers les réfrigérants des moteurs des pompes ISMP/ISBP	SC1
	▪ Vers les réfrigérants du fluide d'étanchéité des pompes ISMP	SC1
	▪ Refroidissement DEL	SC1
	- BK : communs 1 et 2	
	▪ Vers les échangeurs de chaleur PTR : lignes et vannes associées	SC1
	▪ Refroidissement des pompes RCV	SC1
	▪ Vers tous les autres utilisateurs : lignes et vannes associées	SC1
	- BR : utilisateurs RCP	
	▪ Vers les barrières thermiques : lignes et vannes associées, barillet entre les 2 communs inclus	SC1
	▪ Vers les réfrigérants des moteurs des GMPP : lignes et vannes associées	SC1
	▪ Traversées enceinte : lignes et vannes d'isolement	SC1
▪ Vers les échangeurs RCV HP : lignes et vannes associées	SC1	
▪ Vers les autres utilisateurs : lignes et vannes associées	SC2	
RRI	Circuit de réfrigération intermédiaire (suite)	
	- Utilisateurs dans le BAN : lignes et vannes associées	NC
	- Nettoyage des tubes des échangeurs RRI/SEC	SC1
SAT	Air comprimé de service	
	- Traversée enceinte	SC1
	- Reste du système	SC2
SEC	Circuit eau brute secourue	
	- Ensemble du système de pompage principal (pompes, lignes, vannes...)	SC1
	- Surveillance des puisards SEC	SC2
SED	Eau déminéralisée	
	- Traversée enceinte	SC1
	- Reste du système	SC2

Systèmes élémentaires		Classement sismique
SEF	Circuit pré-filtration eau brute	
	- Pontons flottants	SC2
	- Grilles	SC2
	- Mesures SEF de perte de charge au niveau des grilles	SC2
SEN	Circuit eau brute non secourue	
	- Déclenchement automatique des pompes SEN sur perte de charge élevée CFI	SC1
SGH	Distribution d'hydrogène	
	- Lignes véhiculant de l'hydrogène	SC2
SGN	Distribution d'azote	
	- Traversée enceinte - Reste du système	SC1 SC2
SIR	Conditionnement chimique – Injection réactifs	
	- Lignes dans les BAS	SC2
SKZ	Système de stockage et de distribution d'hydrogène	
	- Isolement des vannes de coupure H2 du parc à gaz HZH	SC2
SRU	Système de refroidissement ultime	
	- Chaîne de refroidissement de la partie SRU file 1 (pompes, vannes)	SC1
	- Chaîne de refroidissement de la partie SRU file 2 (pompes, vannes)	SC1
	- Diversification par aspiration dans l'ouvrage de rejet	SC2
TEG	Traitement des effluents gazeux	
	- Traversées enceinte	SC1
	- Reprise des fuites des traversées enceinte TEG vers EBA	SC1
	- Lignes véhiculant de l'hydrogène	SC2
	- Reste du système véhiculant des effluents radioactifs	NC
TEN	Echantillonnage des effluents du BTE	NC
TEP	Traitement des effluents primaires	
	- Stockage TEP	NC
	- Colonne acide borique et lignes connectées	NC
	- Traitement des distillats / concentrats et dégazeur petit débit	NC
	- Dégazeur grand débit	NC
TES	Traitement des déchets solides	NC
TEU	Traitement des effluents liquides usés	
	- Evaporateur - Reste du système	NC NC
VDA	Décharge à l'atmosphère	
	- Lignes de décharge à l'atmosphère en amont des vannes réglantes VDA, vannes d'isolement et vannes réglantes VDA	SC1

Systèmes élémentaires		Classement sismique
VDA	- Lignes de décharge en aval des vannes réglantes VDA	SC1
VVP	Circuit vapeur principal <ul style="list-style-type: none"> - Lignes vapeur principales jusqu'aux vannes d'isolement vapeur - Lignes principales en aval des VIV jusqu'aux points fixes - Lignes de conditionnement (bipasse VIV) jusqu'au 2^{ème} organe d'isolement inclus ⁽¹⁾ - Lignes de conditionnement (bipasse VIV) en aval du 2^{ème} organe d'isolement - Lignes de purge jusqu'au 1^{er} organe d'isolement inclus ⁽¹⁾ - Lignes de purge du 1^{er} organe d'isolement jusqu'au 2^{ème} organe d'isolement inclus ⁽¹⁾ - Vannes pilotes des vannes VIV - Soupapes de sûreté et lignes en aval 	 SC1 SC1 SC1 SC1 SC1 SC1 SC1 SC1

La notion d'organe d'isolement (1^{er} ou 2^{ème} organe) correspond à la définition de l'isolement sûr, défini par l'arrêté d'exploitation relatif au CPP et au CSP.

SC1 non strictement requis

NC pour drains de plancher dans le BAN et la Tour d'accès

CLASSEMENT AU SEISME DES PRINCIPAUX SYSTEMES ELECTRIQUES

Systèmes élémentaires		Classement sismique
LHA/B/C/D	Tableaux 10 kV secours	SC1
LJA/B/C/D/F/I/K/N/V/W	Tableaux 690 V secours	SC1
LJG/H/Z	Tableaux 690 V secours	SC1
LJP/S	Diesels d'ultime secours 690 V (diesels SBO)	SC1
LLA/B/C/D/F/G/H/I/P/Q/R/S	Tableaux 400 V AC secours	SC1
LLU/X	Tableaux 400 V AC secours	SC1
LHP/Q/R/S	Diesels de secours principaux 10 kV	SC1
LOA/B/C/D/F/G/H/I	Tableaux 230 / 400 V AC régulé	SC1
LVA/B/C/D/F/G/H/I	Tableaux 400 V AC sans coupure	SC1
LVP/S	Batteries accidents graves et distribution associée	SC1
LAA/B/C/D	Tableaux 220 V DC	SC1
LAL/M	Disjoncteurs d'AAR	SC1
LAK/N	Contacteurs d'AAR	SC2
LGF/G/H/I	Tableaux 10 kV îlot nucléaire	SC2
LIF/I	Tableaux 690 V AC îlot nucléaire	NC
LKK/L/M/N/P/Q/R/S/U/V/W/X	Tableaux 230 / 400 V AC normal îlot nucléaire	SC1
8LKO/T/Z/S	Tableaux 400V POE/BTE	NC
LTR	Mise à la terre et protection contre la foudre	SC2
DS.1	Eclairage de secours	SC1
DS.2	Eclairage de sauvegarde	SC1 ⁽¹⁾
KKK	Surveillance des accès	SC2
JDT	Détection incendie et alarmes	SC1
	Traversées enceinte électriques pour les fonctions F1	SC1
STF	Traçage des locaux bore RBS intérieur BR et dans l'espace entre-enceinte	SC1

(1) SC1 non strictement requis

CLASSEMENT AU SEISME DES PRINCIPAUX SYSTEMES DE MANUTENTION ET D'ENTREPOSAGE DU COMBUSTIBLE

Description	Classement sismique
Machine de chargement	SC2
Dispositif de transfert de combustible	SC1
Nota :	SC1
- Isolement	SC1
- Tube de transfert, vannes BK, tape BR et compensateurs	SC1
Pont perche	SC2
Descenseur de manutention du combustible	SC2
Pont auxiliaire	SC2
Machine de transfert de l'emballage de combustible irradié (DMK) ^(nota :) (Parties spécifiques de la machine de transfert de l'emballage de combustible irradié, incluant la structure, les mécanismes de translation et de direction, les guidages en translation, le système de blocage des tourillons supérieurs et les dispositifs antisismiques) Nota : la partie fluide du DMK est traitée dans le tableau des systèmes mécaniques	SC1
Treuil du couvercle en fond de fosse de chargement	SC2
Station de manutention du bouchon biologique	SC2
Dispositif d'accostage sous la pénétration	SC2
Treuil principal du pont polaire	SC2
Treuil secondaire du pont polaire	SC2
Treuil auxiliaire du pont polaire	SC2
Outil de manutention du combustible usé	SC2
Outil de manutention du combustible neuf	SC2
Outil de manutention des grappes de combustible	SC2
Passerelle Bâtiment Réacteur	SC2
Plate-formes des lances d'instrumentation	SC2
Râtelier d'entreposage à sec du combustible neuf	SC1
Râtelier d'entreposage sous eau du combustible	SC1
Nota :	SC1
- Structure	SC1

CLASSEMENT AU SEISME DES SYSTEMES ET EQUIPEMENTS DE CONTROLE-COMMANDE

Systemes de contrôle-commande	Classement sismique
PS – Système de protection	Oui
PAS – Système d’Automatisme de tranche	Non
SAS – Système d’Automatisme de sûreté	Oui
SAS RRC-B – Système d’automatisme de sûreté dédié Accident Grave	Oui
CCAG – Contrôle-Commande dédié Accident Grave	Oui
RCSL – Système de limitation, de surveillance de contrôle réacteur	Oui ²
MCS – Moyen de Conduite de Secours	Oui
MCP – Moyen de Conduite Principal	Oui ¹
PAG – Pupitre Accident Grave	Oui
PIPO – Pupitre Inter-Poste Opérateur	Oui
PSIS – Pupitre de Signalisation Inter-Synoptique	Oui
PACS – Gestion des priorités et de contrôle de l’actionnement	Oui

² Pour les parties où la tenue au séisme est requise

ANNEXE 2

BATIMENTS DIMENSIONNES AU SEISME

Nom du bâtiment	Classement sùreté	Classement sismique	Niveau sismique
Ilot nucléaire			
Radier commun	C1	SC1	0.25g
Bâtiment Réacteur (HR ou BR)			
• Enceinte	C1	SC1	0.25g
• Structures internes	C1	SC1	0.25g
Coque Avion	C1	SC1	0.25g
Bâtiment combustible (HK ou BK)	C1	SC1	0.25g
Bâtiment des Auxiliaires Nucléaires (HN ou BAN)	C1	SC1	0.25g
Bâtiment des Auxiliaires de Sauvegarde et des locaux électriques (HL ou BAS-BL)	C1	SC1	0.25g
Bâtiments des groupes électrogènes (Diesels HD)	C1	SC1	0.25g
Tour d'accès (HW)	Non classé	SC2	0.25g
Bâtiment de Traitement des Effluents (HQA, HQB ou BTE)	C1	SC1	0.25g
Cheminée DWN	Non classé	SC2	0.25g
Ilot conventionnel			
Salle des Machines (HM)	Non classé	SC2	0.20g
Bâtiment Electrique Non Classé (HF)	Non classé	Non	0.10g
Ouvrages de site			
Station de Pompage (HPA, HPB, HPC, HPD ou SdP)	C1	SC1	0.20g
Ouvrage de Rejet (HC)	C1	SC1	0.20g
Bâtiment de collecte et de traitement des effluents de site (HX)	Non classé	Non	0.10g
Pôle Opérationnel d'Exploitation (HB ou POE)	Non classé	SC2	0.20g
Plateforme d'évacuation d'énergie (HJ, HT)	Non classé	Non	0.10g
Bâtiment de stockage gaz (HZ ou BZ)	Non classé	SC2	0.20g
Passerelle inter-bâtiments	Non classé	Non	0.10g
Extension métallique du bâtiment combustible	Non classé	Non	0.10g

Réseau de galeries enterrées			
Galerie de précontrainte	C1	SC1	0.25g
Galeries de liaison Diesels-BAS div 1 à 4	C1	SC1	0.20g
Galeries de liaison BAS-SdP	C1	SC1	0.20g
Galeries Electrique (HGL) et Mécanique (HGM) tronçons 35, 36, 11	Non classé	SC2	0.20g
Galeries Electrique (HGL) et Mécanique (HGM) tronçons 37, 38, 39 et 39.1	Non classé	Non	0.10g
Galeries BAN-Mécanique	Non classé	SC2	0.20g
Galerie SdM-SdP (HGP) tronçons 27.1 et 27.2	Non classé	Non	0.10g
Galerie SdM-SdP (HGP) tronçons 30 et 31	Non classé	SC2	0.20g
Galeries BAN (Tranche 4) -BTE (HGQ)	C1	SC1	0.20g
Galeries rejet SEN (HGR) tronçons 22.2, 23 et 24	Non classé	SC2	0.20g
Galeries BLNC-Transfos (HGT, HGU, HGJ, HGK)	Non classé	Non	0.10g
Galeries POE-Tour d'accès tranche 4 (HGX) tronçons 38, 39, 39.1, 44	Non classé	Non	0.10g
Galeries POE-Tour d'accès tranche 3 (HGW) tronçons 35, 36	Non classé	SC2	0.20g

RECS du CNPE de FLAMANVILLE 3

Chapitre 3 INONDATION

SOMMAIRE

3.1	DIMENSIONNEMENT DE L'INSTALLATION.....	3
3.1.1	INONDATION POUR LAQUELLE L'INSTALLATION EST DIMENSIONNEE.....	3
3.1.1.1	Méthodologie retenue pour évaluer l'inondation pour laquelle l'installation est dimensionnée.....	3
3.1.1.2	Caractéristiques de l'inondation prise en compte pour le dimensionnement.....	9
3.1.1.3	Aléas complémentaires et conjonctions d'aléas pris en compte dans l'évaluation du risque inondation.....	10
3.1.1.4	Conclusion sur l'adéquation de l'inondation pour laquelle l'installation est dimensionnée :.....	15
3.1.2	DISPOSITIONS VISANT A PROTEGER L'INSTALLATION CONTRE CE NIVEAU D'INONDATION.....	15
3.1.2.1	Structures, systèmes et composants (SSC) clés nécessaires pour atteindre un état de repli sûr et censés rester disponibles après l'inondation.....	15
3.1.2.2	Principales dispositions de conception pour la protection contre l'inondation.....	17
3.1.2.3	Principales dispositions d'exploitation.....	21
3.1.2.4	Autres effets de l'inondation pris en compte.....	22
3.1.3	CONFORMITE DE L'INSTALLATION PAR RAPPORT AU REFERENTIEL.....	25
3.1.3.1	Organisation générale de l'exploitant pour garantir la conformité.....	25
3.1.3.2	Organisation de l'exploitant pour les approvisionnements et équipements mobiles.....	25
3.1.3.3	Points à réexaminer au regard du référentiel de sûreté en vigueur et remise en conformité.....	25
3.1.3.4	Examen de conformité spécifique engagé par l'exploitant.....	25
3.2	EVALUATION DES MARGES.....	25
3.2.1	EVALUATION DES MARGES VIS-A-VIS DE L'INONDATION.....	26
3.2.2	MESURES DE PROTECTION SUPPLEMENTAIRES NECESSAIRES DANS LE CADRE DU DIMENSIONNEMENT, EN FONCTION DU DELAI D'ALERTE.....	27
3.2.3	RECHERCHE D'EVENTUELS EFFETS FALAISE AU DELA DU REFERENTIEL D'EXIGENCES REGLEMENTAIRES.....	28
3.2.3.1	Identification des « effets falaise » induits par le risque inondation sur la tranche 3 de Flamanville.....	28
3.2.3.2	Robustesse de l'installation à des situations conduisant aux effets falaise:.....	32
3.2.4	DISPOSITIONS POUVANT ETRE ENVISAGEES POUR RENFORCER LA ROBUSTESSE DES INSTALLATIONS :.....	35
3.2.4.1	Protection vis-à-vis d'un niveau de mer élevé.....	35
3.2.4.2	Présence d'une lame d'eau sur la plate-forme de l'îlot nucléaire.....	35
3.2.5	MESURES COMPLEMENTAIRES DE PROTECTION ENVISAGEES.....	35

3.1 DIMENSIONNEMENT DE L'INSTALLATION

3.1.1 INONDATION POUR LAQUELLE L'INSTALLATION EST DIMENSIONNEE

Avertissement : le présent paragraphe 3.1.1 décrit les hauteurs d'eau résultant des aléas pris en compte. Les conséquences éventuelles de ces hauteurs d'eau et les parades mises en place font l'objet du paragraphe suivant 3.1.2.

3.1.1.1 Méthodologie retenue pour évaluer l'inondation pour laquelle l'installation est dimensionnée

La méthodologie présentée dans ce paragraphe est applicable à l'ensemble du parc exploité par EDF. Toutefois, certains phénomènes spécifiques aux sites en estuaire ou en rivière ne sont pas applicables au CNPE de Flamanville 3.

Le référentiel présenté ci-après a été considéré satisfaisant par l'ASN à la suite du Groupe Permanent Réacteurs inondation de 2007. Ce référentiel comprend toutes les améliorations de sûreté issues des enseignements de la tempête de 1999.

Dans le cadre des réexamens périodiques de sûreté des INB, démarche mise en place de longue date par EDF (voir chapitre 0 du présent document) et désormais relevant de l'article 29 de la loi « Transparence et Sécurité en matière Nucléaire », les référentiels et méthodologies de protection des centrales vis-à-vis du risque inondation sont amenés à évoluer, afin de prendre en compte l'amélioration des connaissances ainsi que le retour d'expérience Français et international.

Dans ce cadre d'amélioration continue de la sûreté, un projet d'évolutions futures du référentiel d'exigences figure dans un projet de guide ASN portant sur la protection des INB vis à vis du risque d'inondation, actuellement en cours d'instruction et de discussion avec les exploitants. Bien que ce projet ne figure pas dans les exigences réglementaires de dimensionnement actuellement en application, des éléments issus de ce projet de guide sont cependant d'ores et déjà pris en compte dans le présent rapport, dans la partie relative aux situations « au delà du dimensionnement » (§ 3.2).

3.1.1.1.1 Aléas, conjonctions d'aléas et cumuls pris en compte

La RFS I.2.e datant de 1984 identifie cinq phénomènes susceptibles de conduire à l'inondation externe d'un site nucléaire :

- Crue marine pour le cas des sites côtiers : marée + surcote marine,
- Tsunami,
- Crue fluviale pour le cas des sites en bord de rivière (sans objet pour Flamanville),
- Crue en estuaire (combinaison des crues fluviale et marine) (sans objet pour Flamanville),
- Rupture de barrage en amont d'un site fluvial (sans objet pour Flamanville),

Suite à l'inondation partielle du CNPE de Blayais en 1999 (« REX Blayais »), une revue des causes potentielles d'inondation a été menée. Les règles et pratiques qui en découlent ont été examinées à deux reprises par le Groupe Permanent Réacteur Inondation, en 2001 et 2007. Elles ont reçu un avis favorable de l'ASN. Huit phénomènes complémentaires ont été ajoutés à la liste issue de la Règle Fondamentale de Sécurité (RFS) de 1984 :

- Houle sur les sites marins,
- Intumescence (manœuvre de vannes de barrages amont ou aval, de pompes CRF,...),
- Pluies brèves et de très forte Intensité,
- Pluies régulières et continues,
- Remontée de la nappe phréatique,
- Dégradation d'un ouvrage de canalisation des eaux (digues, talus),
- Rupture de circuits et d'équipements sur le site (réservoirs, bassin, circuit CRF),
- Influence du vent sur le fleuve (clapot) (sans objet pour Flamanville).

3.1.1.1.2 Caractérisation des aléas issus de la RFS 1.2.e (détermination de la CMS)

La Cote Majorée de Sécurité (CMS)

Elle est définie comme étant le niveau d'eau le plus élevé au voisinage immédiat du CNPE résultant de la caractérisation des aléas présentés ci-dessous.

Crue marine ou Crue Bord de Mer par Surcote (CBMS)

La CBMS correspond à une surcote millénale (borne supérieure de l'intervalle de confiance à 70%) associée à une marée théorique de coefficient 120.

La prise en compte de la borne supérieure de l'intervalle de confiance à 70% est demandée par la RFS 1.2e afin de tenir compte de l'incertitude liée à la taille de l'échantillon statistique disponible.

Crue en estuaire (Sans Objet pour Flamanville)

Crue fluviale (Sans Objet pour Flamanville)

Rupture ou effacement de barrage pour les sites fluviaux ou en estuaire (Sans Objet pour Flamanville)

Tsunami (CBMT)

Par application de la RFS 1.2.e, le phénomène d'inondation pouvant résulter d'un tsunami est pris en compte lors de la détermination de la surcote millénale.

Dans le cadre du projet "REX Blayais", cette démarche a été confirmée par une analyse qui écarte le risque tsunami des phénomènes potentiels majeurs générateurs d'inondation côtière sur les sites nucléaires français.

Pour le site de Flamanville la prise en compte du phénomène de tsunami est développée au paragraphe 3.1.1.2.4.

3.1.1.1.3 Caractérisation des aléas complémentaires

Houle pour les sites marins (CBMH – Crue Bord de Mer par effet Houle)

La houle est caractérisée par la borne supérieure de l'intervalle de confiance à 70% de la houle centennale au large.

Influence du vent sur le fleuve ou clapot (sans objet pour Flamanville)

Dégradation d'un ouvrage de canalisation des eaux (DOC)

La caractérisation de l'aléa DOC prend en compte la dégradation éventuelle d'un ouvrage proche du site dont la ligne d'eau est située à une cote plus élevée que la plate-forme dudit site.

Dans la pratique, les ouvrages concernés sont essentiellement :

- Les bassins réservoirs ou les retenues d'eau situées à l'aplomb du site.

Dans le cas des réservoirs, la non-remise en cause des conclusions de l'analyse de sûreté vis-à-vis des autres agressions externes compte tenu du comportement de ces ouvrages vis-à-vis des « cas de charge » correspondants est vérifiée. Les agressions externes prises en compte sont notamment les suivantes :

- Une agression externe de type « séisme »,
- Une agression externe de type « explosion ».

Par ailleurs ces ouvrages sont potentiellement sensibles à des phénomènes ou agressions spécifiques. Leur comportement est analysé vis-à-vis des cas de charge correspondant à :

- Une dégradation « hydraulique » par exemple par effet « renard » pour des digues en remblais, voire par érosion, par percolation ou remontée de la nappe phréatique.

Intumescence (INT)

Le dysfonctionnement d'organes d'isolement situés sur le canal de force motrice d'une centrale hydroélectrique, voire le déclenchement intempestif complet de cette centrale ou encore l'arrêt des pompes de circulation en station de pompage peuvent provoquer des variations brutales du niveau d'eau susceptibles d'inonder certaines installations situées en amont (voire en aval).

Les scénarios d'études correspondant aux situations incidentelles pour les sites nucléaires susceptibles d'être impactés sont définis et le ou les scénario(s) enveloppe(s) est/sont retenu(s).

Pluies de forte intensité (PFI)

La démarche de caractérisation de l'aléa « pluies de forte intensité » repose sur une période de retour centennale. La borne supérieure à 95% est considérée, de manière à couvrir des événements plus rares que centennaux.

La durée de pluie prise en compte est la durée la plus pénalisante vis-à-vis de la capacité du réseau à évacuer les quantités d'eau recueillies.

Pluies régulières et continues (PRC)

Les pluies régulières et continues sont caractérisées de la même manière que les PFI, en utilisant les moyennes maximales centennales sur 24 heures (borne supérieure de l'intervalle de confiance à 95%).

Remontée de la nappe phréatique (NP)

La caractérisation de l'aléa NP peut se faire par l'évaluation à la fois du niveau d'eau dans la nappe et de la vitesse d'évolution.

En général, la crue fluviale, marine ou en estuaire est l'aléa qui conduit à l'impact le plus pénalisant sur la remontée du niveau d'eau dans la nappe. Au cas par cas et site par site, l'impact d'autres phénomènes (pluie par exemple) est analysé.

Rupture de circuits et d'équipements (RCE)

L'analyse des Ouvrages d'Appoint et de Rejet montre qu'une dégradation de ces ouvrages ou de leurs canalisations n'est pas susceptible de remettre en cause leur capacité d'évacuation et de conduire à des débordements, y compris en cas de séisme.

La configuration correspondant à la rupture partielle du circuit CRF en salle des machines est traitée en tant qu'inondation externe potentielle. Elle correspond à l'enveloppe du risque d'inondation en salle des machines. La caractérisation se fait sur la base de la quantité d'eau totale libérée par la rupture compte tenu du débit de brèche considéré jusqu'à l'annulation de celui-ci.

Concernant le niveau de mer à considérer dans le cas des circuits ouverts, l'aléa RCE est un aléa pris en compte de façon déterministe et il est considéré indépendant de tout autre aléa. Dans ce cas, le niveau amont à considérer est un niveau normal. Ce paramètre constitue un paramètre dominant pour lequel on choisit d'assurer un taux de couverture minimum de 95%.

En pratique, pour un site bord de mer on retiendra le niveau amont suivant :

- marée de vive eau de coefficient 120 – cote de pleine mer.

3.1.1.1.4 Conjonctions d'aléas

3.1.1.1.4.1 Principes

Pour déterminer les conjonctions d'aléas à retenir, trois critères fondamentaux sont considérés :

- Critère n°1 : le niveau de dépendance des différents phénomènes,
- Critère n°2 : la fréquence d'occurrence en ordre de grandeur associée aux conjonctions.
- Critère n°3 : le risque potentiel associé aux différentes conjonctions (en terme de quantité, de débit et/ou de hauteur d'eau).

Critère n°1 : niveau de dépendance des phénomènes

Les principes suivants sont retenus :

- Les phénomènes présentant un niveau de dépendance avéré doivent être conjugués,
- Les phénomènes dont la dépendance ne peut pas être totalement exclue (même si elle est a priori faible) sont conjugués de manière conventionnelle.

Critère n°2 : ordre de grandeur des fréquences d'occurrence

La fréquence d'occurrence est toutefois estimée en ordre de grandeur de manière à permettre une comparaison qualitative des aléas. On considère que les conjonctions retenues doivent être telles que leur fréquence d'occurrence plausible reste, en ordre de grandeur, équivalente à celle implicitement admise pour la crue fluviale exceptionnelle (crue millénaire + 15%) définie dans la RFS I.2.e.

L'ordre de grandeur des fréquences d'occurrence des initiateurs et conjonctions se situe typiquement dans la fourchette 10^{-4} à 10^{-5} par an. Compte tenu des données disponibles, les incertitudes associées à ces valeurs peuvent toutefois être importantes, et des provisions ont été considérées à ce titre.

Critère n°3 : risques potentiels associés aux différents aléas ou conjonctions d'aléas

Tous les aléas caractérisés aux § 3.1.1.1.2 et 3.1.1.1.3 ne présentent pas le même risque potentiel en terme d'inondation pour un site nucléaire donné.

Par exemple, un phénomène de pluie (type PFI) conduisant à la présence d'une hauteur d'eau maximale sur le site de 10 cm pendant une durée maximale d'une heure n'aura pas le même impact qu'un phénomène de crue fluviale exceptionnelle pouvant engendrer la présence d'une hauteur d'eau de 50 cm pendant 1 à 2 jours.

De même, certaines conjonctions d'aléas présentent des niveaux de risque potentiel très variable (en termes d'indisponibilité des systèmes et équipements nécessaires au retour et au maintien en état sûr).

En suivant cette logique (basée sur le diagramme de FARMER, permettant la hiérarchisation des risques selon le couple probabilité/gravité), on considère admissible d'accepter une fréquence d'occurrence plus forte pour un aléa ou une conjonction d'aléas donné dans la mesure où les risques potentiels associés sont plus faibles.

3.1.1.1.4.2 Conjonctions d'aléas retenues

En application des principes ci-dessus, les conjonctions d'aléas retenues au titre de la méthodologie « REX Blayais » sont les suivantes.

Les sites situés en bord de mer doivent être protégés vis à vis de la conjonction d'une crue exceptionnelle (CBMS au sens de la RFS) et d'une "Houle" centennale (CBMH).

L'aléa associé au phénomène de pluie de type "PRC" centennale doit être déterminé, pour les sites en bord de mer (et en estuaire) en considérant un niveau global de mer d'occurrence centennale (intégrant surcote et marée).

L'aléa associé au phénomène de pluie de type "PFI" centennale doit être déterminé pour les sites en bord de mer, en considérant un niveau de pleine mer de marée moyenne (coefficient 70).

L'aléa associé aux phénomènes d'intumescence ("INT") doit être déterminé en considérant les différentes situations de crue suivant les scénarios d'intumescence retenus.

Les aléas "DOC" et "RCE" sont caractérisés indépendamment de tout autre phénomène potentiel d'inondation.

3.1.1.1.5 Risque d'inondation externe induite par un séisme

L'inondation externe induite par un séisme est prise en compte au travers de l'évaluation des conséquences de défaillances multiples de structures ou d'équipements non sismiques situés sur la plate-forme à l'extérieur des bâtiments.

Le niveau de séisme pris en compte est le Séisme Majoré de Sécurité du site (SMS, voir paragraphe 2).

La démarche de vérification retenue considère que les matériels non calculés au séisme peuvent être défaillants et sont donc des agresseurs potentiels qu'il convient d'analyser même si, dans les faits, ils ne pourraient pas être dégradés.

Pour l'analyse de vérification, l'installation est considérée dans un état initial non dégradé. Il n'est pas postulé de concomitance du séisme avec une condition incidentelle ou accidentelle indépendante, ni avec une agression interne ou externe indépendante.

L'analyse retient :

- Les tuyauteries non sismiques situées sur la plate-forme,
- Les capacités importantes non sismiques,
- Les tuyauteries non sismiques reliées aux bassins réservoirs. Conformément aux engagements d'EDF, ce point sera pris en compte lors du prochain réexamen de sûreté des sites concernés, il a toutefois été analysé au paragraphe 3.2.3.2,

- Les singularités associées.

Le cumul suivant est retenu : vidange de toutes les capacités (sauf justification particulière) + rupture de tous les compensateurs (sauf justification particulière, manchettes, soufflets) + fissure, sur une tuyauterie non sismique, la plus défavorable + rupture des structures agressées par des équipements non sismiques.

3.1.1.2 Caractéristiques de l'inondation prise en compte pour le dimensionnement

3.1.1.2.1 Référence du système de nivellement

Les cotes au droit du site de FLAMANVILLE sont exprimées selon le système du Nivellement Général de la France Normal (NGF N).

3.1.1.2.2 Niveau d'inondation retenu pour la conception du site

Le niveau d'eau de mer maximal pris en compte dans la conception de Flamanville 3 intègre l'évolution climatique ainsi qu'une marge destinée à couvrir les incertitudes liées à l'évaluation de l'évolution climatique, ceci pour une perspective de durée d'exploitation de 60 ans.

Ce niveau de conception estimé, qui a permis de dimensionner l'installation à l'inondation, se traduit de la façon suivante :

Niveau de mer de conception	
Niveau de pleine mer (coefficient de marée 120)	+ 5,88 m NGF N
Surcote millénale (borne supérieure de l'intervalle de confiance retenu)	+ 1,91 m
Evolution climatique (en fin d'exploitation de la centrale estimée en 2075)	+ 0,35 m
Marge destinée à couvrir les incertitudes liées aux évolutions climatiques et les cumuls à prendre en compte au titre de la démarche complémentaire	+ 0,40 m
Niveau de conception	+ 8,54 m NGF N

La plate-forme de la tranche 3 et la protection des installations classées ont été calées en fonction de ce niveau de conception égal à + 8,54 m NGF N, en tenant compte d'une marge de sécurité importante.

La plate-forme accueillant toutes les installations, est calée à + 12,40 m NGF N.

3.1.1.2.3 Niveau d'inondation retenu pour l'évaluation de sûreté

Le niveau d'eau de mer maximal (CBMS) pris en compte pour l'évaluation de sûreté de Flamanville 3 intègre l'évolution climatique pour une perspective de durée d'exploitation de 60 ans.

Cette CBMS se traduit de la façon suivante :

Niveau de mer au titre de la RFS 1.2e	
Niveau de pleine mer (coefficient de marée 120)	+ 5,88 m NGF N
Surcote millénale (borne supérieure de l'intervalle de confiance retenu)	+ 1,91 m
Evolution climatique (en fin d'exploitation de la centrale estimée en 2075)	+ 0,35 m
CBMS₂₀₇₅	+ 8,14 m NGF N

La CBMS retenue pour vérifier la robustesse de Flamanville 3 à l'inondation externe est égale à :

$$CBMS_{2075} = CBMS_{FA12} (7,79 \text{ m NGF N}) + \text{“Evolution climatique”} = + 8,14 \text{ m NGF N}$$

3.1.1.2.4 Prise en compte d'un phénomène de tsunami pour la tranche de Flamanville 3

Voir §3.1.1.2.4 du rapport Flamanville 1 et 2.

3.1.1.3 Aléas complémentaires et conjonctions d'aléas pris en compte dans l'évaluation du risque inondation

La prise en compte sur le site de FLAMANVILLE des différents aléas au titre de la démarche complémentaire est décrite ci-dessous. Cela concerne les aléas suivants :

- Crue Bord de Mer par effet Houle (CBMH),
- Nappe Phréatique (NP),
- Pluies de Forte Intensité (PFI), Pluies Régulières Continues (PRC),
- Intumescence (INT),
- Dégradation d'un Ouvrage de Canalisation des eaux (DOC),
- Rupture de Circuit ou d'Équipement (RCE),
- Inondation induite par un séisme.

Les conjonctions d'aléa mentionnées au paragraphe 3.1.1.1.4.2 sont directement traitées ci-après dans la caractérisation des aléas principaux.

Ce paragraphe présente les niveaux des différents aléas pour la tranche 3 de Flamanville. L'impact de ces aléas sur le dimensionnement de l'installation est présenté au paragraphe 3.1.2.2.

3.1.1.3.1 Aléa « Crue Bord de Mer par effet Houle » (CBMH)

Cet aléa est caractérisé par la propagation d'une houle d'occurrence centennale au large, cumulée avec la $CBMS_{2075}$.

Pour le site de Flamanville, la valeur de dimensionnement pour la houle incidente est la borne supérieure de l'intervalle de confiance retenu de l'estimation statistique de la hauteur de houle significative centennale, soit $H_s = 9,3$ m (valeur au large obtenue après analyse statistique par la méthode du renouvellement (méthode statistique présentée dans la RFS I.2.e) des séries de mesures collectées).

Grâce aux effets d'atténuation liés à la présence des digues de protection du chenal d'amenée, l'agitation dans le chenal d'amenée d'eau, devant les ouvrages de prise d'eau, atteint au maximum une hauteur de crête de 0,64 m.

Cumulé à la $CBMS_{2075}$ (+ 8.14 m NGF N), le niveau atteint par la crête des vagues au droit de la station de pompage est alors estimé à + 8,78 m NGF N.

La présence d'un mur plongeant en entrée de la station de pompage implique qu'il n'y a pas de houle à l'intérieur de la station de pompage : la hauteur d'eau à l'intérieur de la station de pompage est égale à la $CBMS_{2075}$ soit + 8.14 m NGF N.

3.1.1.3.2 Aléa « nappe phréatique » (NP)

Le CNPE Flamanville 3 est implanté sur un massif granitique. La plate-forme est réalisée en partie par excavation de la falaise (zone de l'Ilot Nucléaire) et en partie en remblai sur la mer (zones de la Station de Pompage, de l'Ouvrage de rejet et de la Salle des Machines).

Le niveau de remontée de nappe est fortement lié au niveau de la mer pour les bâtiments situés sur la partie en remblai.

Pour les bâtiments de l'Ilot Nucléaire, le niveau de nappe est peu influencé par le niveau de mer. Le niveau de la nappe est compris entre + 5,00 m NGF N et + 7,00 m NGF N.

En conséquence le niveau de nappe retenu correspond :

- au niveau de mer maximal ($CBMS_{2075}$), soit + 8,14 m NGF N pour les bâtiments situés sur la partie en remblai (zones de la Station de Pompage, de l'Ouvrage de Rejet et de la Salle des Machines)
- à + 7,00 m NGF N pour les ouvrages de l'Ilot Nucléaire.

3.1.1.3.3 Aléa « Pluies Forte Intensité, Pluies Régulières Continues » (PFI, PRC)

- Aléa PFI :
- Cet aléa se caractérise par des pluies de forte intensité d'occurrence centennale (borne supérieure de l'intervalle de confiance retenu) de durée 10 minutes cumulées à un niveau de pleine mer de marée moyenne (coefficient 70) intégrant l'évolution climatique soit + 4,13 m NGF N.

L'intensité de la pluie est alors de 2,75 mm/min.

- Aléa PRC :
- Cet aléa ou PRC centennale se caractérise par une pluie régulière et continue de 24 heures et d'occurrence centennale (borne supérieure de l'intervalle de confiance retenu) conjuguée à une cote de pleine mer d'occurrence centennale intégrant l'évolution climatique soit + 6,84 m NGF N.
- La valeur de PRC pour le site de Flamanville est alors de 0,07 mm/min.
- Aléa « CBMS₂₀₇₅ + PRC 10 » :

Cet aléa se caractérise par une pluie régulière et continue de 24 heures et d'occurrence décennale, conjuguée à une marée exceptionnelle (CBMS₂₀₇₅) soit +8.14 m NGF N.

- Pour le site de Flamanville, l'intensité de la pluie est alors de 0,05 mm/min.

3.1.1.3.4 Aléa Intumescence (INT)

L'aléa « intumescence » est caractérisé comme un risque d'inondation provoqué par des variations brutales du niveau d'eau. Compte-tenu de la configuration du site, l'arrêt brutal simultané des pompes de circulation CRF (des 3 tranches du site) peut provoquer une intumescence maximale.

Pour le CNPE de Flamanville 3, ce scénario est examiné en considérant un niveau de la Manche (et dans le chenal de prise d'eau) correspondant à la CBMS₂₀₇₅ (+ 8,14 m NGF N).

Après calcul et pour ce scénario, la hauteur de l'intumescence sera de l'ordre de 0,18 m dans le canal d'amenée (cette valeur correspond à l'arrêt des pompes CRF des 3 tranches).

Le niveau maximal d'eau atteint sur le front de la station de pompage en cas d'arrêt brutal des pompes CRF en condition de marée exceptionnelle, est donc de + 8,32 m NGF N.

3.1.1.3.5 Aléa « Dégradation d'un ouvrage de canalisation des eaux (DOC)

Voir § 3.1.1.3.5 de la partie Flamanville 1-2 du rapport.

3.1.1.3.6 Aléa « Rupture de Circuits ou d'Equipements » (RCE)

L'aléa RCE est caractérisé en estimant la quantité d'eau totale libérée sur la base d'un débit maximal à la brèche du circuit CRF (circuit de l'installation présentant le débit le plus élevé) en Salle des Machines.

Deux types de ruptures sont prises en compte :

- dégradation d'une conduite CRF : le débit de fuite est égal au débit nominal d'une pompe CRF,
- dégradation multiple des soufflets en cas d'incendie (cette dégradation peut se produire uniquement si les soufflets ne sont pas équipés de déflecteurs) : le débit de fuite est égal à la somme des débits de fuite au niveau de chaque rupture.

Rupture en salle des machines du CNPE Flamanville 1-2

Les données et hypothèses considérées sont les suivantes :

- Le débit de fuite est pris égal à deux fois le débit nominal d'une pompe CRF, soit $43,1 \text{ m}^3/\text{s}$ (la quantité d'eau libérée maximale correspond à une dégradation multiple des soufflets du condenseur),
- Le délai forfaitaire d'arrêt complet des pompes CRF est de 21 min, soit 1 min pour le temps d'apparition des alarmes permettant de détecter la fuite et 20 min pour le temps d'arrêt des pompes après alarme.

Les surfaces d'étalement des galeries mécaniques et des salles des machines en dessous de la plate-forme du site sont minorées de 10 % pour tenir compte du matériel présent.

La rupture du circuit CRF est, en outre, cumulée avec un niveau de la Manche correspondant à la cote de pleine mer de marée de coefficient 120, soit + 5,88 m NGF N.

Le volume d'eau déversé pendant la fuite dans les Salles Des Machines tranches 1, 2 et 3 (via les galeries mécaniques inter-tranches) est alors de $54\,300 \text{ m}^3$.

Rupture en salle des machines du CNPE Flamanville 3

Les données et hypothèses considérées sont les suivantes :

- Le débit de fuite est pris égal au débit nominal d'une pompe CRF, soit $30,5 \text{ m}^3/\text{s}$ (les soufflets sont équipés de déflecteurs faisant office de restricteurs de débit, par conséquent la quantité d'eau libérée maximale correspond à la dégradation d'une conduite CRF).
- Les pompes CRF s'arrêtent quasiment immédiatement à l'apparition de la fuite.

Etant donné que l'arrêt des pompes CRF ouvre les vannes casse vide et que les niveaux des compensateurs et des trous d'homme sont supérieurs aux niveaux de mer à marée haute ($5,88 \text{ m NGF N} + 0,35 \text{ m d'évolution climatique} = 6,23 \text{ m NGF N}$) l'inondation en salle des machines sera stoppée après le déclenchement des pompes CRF qui intervient très rapidement.

3.1.1.3.7 Aléa « Inondation externe induite par un séisme »

L'étude de cet aléa consiste à évaluer l'impact vis-à-vis des installations classées de sûreté, de la dégradation d'ouvrages d'eau non sismiques situés sur les plates-formes du site, après un séisme.

Dans le cas du site de Flamanville, les seuls ouvrages d'eau non sismiques sont les bâches d'eau déminéralisée SER et SED situées sur la plate-forme de l'îlot nucléaire du CNPE de Flamanville 1-2.

Le volume total déversé par les réservoirs SER et SED sur la plate-forme de l'îlot nucléaire est estimé à 9 500 m³, correspondant à une bâche pleine SED (800 m³) et deux bâches SER pleines (4 350 m³ chacune).

Ce volume est réparti dans sa totalité sur la plate-forme des trois tranches ainsi que sur la surface du parking prévu sur la plate-forme du site au nord du CNPE de Flamanville 3.

A noter que le référentiel retenu pour le dimensionnement du CNPE de Flamanville 3 correspond à des hypothèses qui seront prises en compte pour le CNPE de Flamanville 1-2 dans le cadre du prochain réexamen de sûreté conformément aux engagements pris par EDF.

3.1.1.3.8 Conjonction de plus de deux aléas

Le référentiel précise quelles sont les conjonctions d'aléas à considérer (cf. § 3.1.1.1.4.2). Dans le cas général, les conjonctions de plus de deux aléas sont couvertes par les vérifications des conjonctions indiquées dans le référentiel.

Cependant, dans les cas particuliers où les impacts des aléas concernent les mêmes zones ou les mêmes dispositifs de protection, les conjonctions de plus de deux aléas doivent être considérées au cas par cas.

La conjonction [CBMS₂₀₇₅ + PRC10 + NP] est étudiée pour le CNPE de Flamanville 3 car elle concerne les locaux à protéger sous la plate-forme du site. Elle permet de déterminer le niveau de la nappe phréatique maximal atteint sur le site.

Toutefois, la plate-forme du CNPE de Flamanville 3 étant réalisée en enrobés, celle-ci est supposée imperméable à 95 %. Ceci associé à la mise en œuvre de remblais étanches ("N2t") dans la tranche supérieure des remblais (> 6,4 NGF) permet de dire que l'aléa PRC10 n'affectera pas la nappe phréatique.

Le CNPE de Flamanville 3 n'est pas soumis à une autre conjonction de plus de deux aléas.

3.1.1.4 Conclusion sur l'adéquation de l'inondation pour laquelle l'installation est dimensionnée :

La Crue Bord de Mer par Surcote (CBMS₂₀₇₅) définie pour la tranche 3 de Flamanville a été calculée selon la méthodologie actuellement en vigueur pour les centrales nucléaires françaises, découlant de la RFS I.2.e. Elle résulte de la conjugaison des effets de la marée de coefficient 120 et de la surcote millénale (borne supérieure de l'intervalle de confiance retenu) en intégrant l'évolution climatique pour une perspective de durée d'exploitation de 60 ans.

La Crue Bord de Mer par Surcote pour la tranche 3 de Flamanville (CBMS₂₀₇₅) est évaluée en fin d'exploitation, à +8,14 mNGF N.

Dans le cadre du retour d'expérience lié à l'inondation du site du Blayais en 1999, des aléas complémentaires ont été considérés, conformément à la méthodologie présentée au § 3.1.1.1.

Les résultats des études de l'ensemble des aléas sont pris en compte dans le dimensionnement actuel de l'installation et des dispositifs de protection contre l'inondation externe.

Le niveau d'inondation pour lequel la tranche 3 est dimensionnée (+ 8,54 m NGF N) est adéquat et conforme au référentiel en vigueur.

3.1.2 DISPOSITIONS VISANT A PROTEGER L'INSTALLATION CONTRE CE NIVEAU D'INONDATION

La démarche de protection des installations décrite ci-après concerne le premier niveau de la défense en profondeur, elle vise à protéger l'ensemble des fonctions de sûreté nécessaires pour assurer le repli et le maintien des réacteurs à l'état sûr.

3.1.2.1 Structures, systèmes et composants (SSC) clés nécessaires pour atteindre un état de repli sûr et censés rester disponibles après l'inondation

Dans le cadre spécifique des évaluations complémentaires de sûreté consécutives à l'accident de Fukushima, il a été mené une analyse de sûreté permettant d'établir la liste des systèmes et équipements nécessaires pour couvrir:

la perte de la source froide principale cumulée avec la perte des alimentations électriques externes et des alimentations internes de secours ;

la perte totale des alimentations électriques.

L'analyse des situations a été réalisée en considérant le réacteur nucléaire et la piscine de désactivation du combustible.

Il en ressort que la liste minimale des systèmes et équipements de sûreté à protéger de l'inondation vis-à-vis de ces deux situations est la suivante :

Systèmes nécessaires pour la sûreté	Fonction assurée
LJP/LJS	Alimentation électrique de secours des auxiliaires de sûreté.
batterie 2h/12h	Alimentation électrique de secours par batteries.
DEA	Etanchéité des pompes primaires à l'arrêt.
VDA	Evacuation de la puissance résiduelle par décharge vapeur à l'atmosphère.
ASG	Alimentation de secours en eau des Générateurs de vapeur.
Réalimentation de bache ASG	Réserve d'eau complémentaire pour le système ASG (par pompe ASG via JAC).
RIS	Injection de sécurité au circuit primaire (RIS-BP).
DEL	Refroidissement des pompes RIS-BP.
PTR	Appoint et réfrigération des piscines BK.
EVU	Evacuation ultime de chaleur du bâtiment réacteur.
SRU	Réfrigération ultime.
JAC	Production d'eau incendie classée.
JPD/JPI/JPV	Appoint de secours à la piscine BK par le réseau incendie.
RCP	Lignes de décharge gavé ouvert/accident grave
EDE	Confinement dynamique de EEE.
EBA	Confinement dynamique des bâtiments périphériques.
DWL	Confinement dynamique des BAS.
ETY	Recombineur catalytique de l'hydrogène.
(fonction multi-système)	Isolement enceinte phase 1 et phase 2
DWK	Ouverture de l'exutoire du hall piscine BK
DCL	Habitabilité de la salle de commande

A ces systèmes, il convient d'ajouter l'ensemble des systèmes supports permettant d'en assurer le fonctionnement (tableaux électriques, contrôle-commande, fluides) ainsi que certains systèmes de conditionnement ou de ventilation.

- Les aléas inondation considérés dans le dimensionnement ne sont pas susceptibles de provoquer la perte de ces systèmes et équipements.

Par ailleurs, le nouveau local PUI commun aux tranches 1, 2 et 3 et abritant les fonctions de regroupement des postes de commande en cas de crise ou d'accident nucléaire, sera robuste à l'inondation externe (requis pris en compte à la conception).

3.1.2.2 Principales dispositions de conception pour la protection contre l'inondation

3.1.2.2.1 Dispositions de protection contre les aléas découlant de la RFS I.2.e

Les dispositions de conception prises pour prévenir les effets d'une CBMS₂₀₇₅ sont décrites ci-dessous.

Le site de Flamanville possède une plate-forme (îlot nucléaire et îlot conventionnel) calée à + 12,40 m NGF N.

3.1.2.2.1.1 Protection des bâtiments de l'îlot nucléaire

Les bâtiments de l'îlot nucléaire et des groupes électrogènes de secours sont implantés sur la plate-forme à +12,40 m NGF N, dont le niveau est supérieur de 4,26 m à la cote atteinte en cas de CBMS₂₀₇₅.

Dans ces conditions, le simple calage des installations à ces niveaux constitue une ligne de défense suffisante et permet de prévenir tout risque d'inondation en cas d'aléa CBMS₂₀₇₅.

La figure en fin de § 3.2. illustre les différents calages et niveaux d'eau.

3.1.2.2.1.2 Dispositions pour assurer le fonctionnement de la station de pompage

Concernant la station de pompage, les pompes SEC, SRU et les pompes de lavage basse pression des tambours CFI sont installées dans des alvéoles rendues étanches par une Protection Volumétrique (PV) jusqu'au niveau + 12,40m NGF N (valeur enveloppe retenue pour le dimensionnement).

Les locaux où sont situés les grilles, dégrilleurs et tambours filtrants sont reliés directement à la mer par les prises d'eau. Le niveau dans ces locaux peut donc atteindre le niveau de la CBMS₂₀₇₅.

Les matériels classés de sûreté de la fonction filtration (tambours filtrants et filtres à chaînes) sont :

- Rampe de lavage basse pression,
- Moteur d'entraînement petite vitesse.

La rampe de lavage la plus basse est celle du tambour filtrant. Elle est située à environ + 8,90 m NGF N. Le lavage des tambours filtrants est donc assuré en situation de CBMS₂₀₇₅ (+ 8,14 m NGF N).

Les moteurs d'entraînement des tambours filtrants et filtres à chaînes ainsi que les armoires d'instrumentation sont implantés sur le plancher calé à + 9,25 m NGF N.

La rotation des tambours filtrants et filtres à chaînes est donc assurée en situation de CBMS₂₀₇₅.

La fonctionnalité de la filtration des quatre trains SEC et des deux trains SRU est donc assurée en situation de CBMS₂₀₇₅.

La figure en fin de § 3.2. illustre les différents calages et niveaux d'eau.

3.1.2.2.1.3 Dispositions pour assurer le fonctionnement des fonctions classées de l'ouvrage de rejet

Les réservoirs et les pompes du circuit d'incendie JAC, les pompes permettant la réalimentation de la bache ASG ainsi que la diversification SEC et SRU sont implantés dans des zones protégées de l'inondation externe jusqu'à une hauteur de + 12,40 m NGF N.

3.1.2.2 Dispositions de protection contre les aléas complémentaires

3.1.2.2.1 Généralités concernant la Protection Volumétrique (PV)

La Protection Volumétrique inclut l'ensemble des éléments en infrastructures formant l'enveloppe externe (radier, voile...) des bâtiments ou des locaux contenant les matériels nécessaires au repli et au maintien à l'état sûr des réacteurs en cas d'inondation externe.

Pour la tranche 3 de Flamanville, le périmètre de protection est délimité en élévation depuis le niveau inférieur des radiers jusqu'au niveau de la plate-forme du site : +12,40 m NGF N.

Le volume de la protection volumétrique englobe pour la tranche 3 de Flamanville les bâtiments et ouvrages ci-dessous :

- Bâtiment Réacteur ;
- Bâtiment Combustible ;
- Bâtiment des Auxiliaires de Sauvegarde/Bâtiment Electrique Classé (BAS / BL) ;
- Bâtiment des Auxiliaires Nucléaires (BAN);
- Diesels ;
- Bâtiment de Traitement des Effluents (BTE) ;
- Les galeries entre l'îlot nucléaire et la station de pompage ;
- La galerie entre le BAN et le BTE ;
- Les galeries entre les diesels et les BAS/BL ;
- Galeries de retour SEC trains 1, 2, 3 et 4 vers l'ouvrage de rejet ;
- Station de pompage ;
- Ouvrage de Rejet.

3.1.2.2.2 Aléa Houle

Les conséquences de la houle sont évaluées vis-à-vis des volumes de franchissement déversés sur la plate-forme par les vagues, et de la stabilité des ouvrages de protection.

Le site, et particulièrement les stations de pompage, est protégé de l'influence directe de la houle par une digue de protection qui délimite par ailleurs le canal d'amenée d'eau de refroidissement.

Le niveau du fond du canal côté site est calé à $-9,00$ m NGF N. Le soubassement de la digue est constitué de terrain naturel (granite ou cornéennes) jusqu'à -6 mNGF N environ, puis de remblais au dessus. Ces remblais sont protégés côté mer par des enrochements et des blocs cubiques rainurés (BCR).

La crête de la digue est calée à $+ 12,40$ m NGF N. Elle est rehaussée, côté mer, par un mur de couronnement sur lequel viennent s'appuyer des blocs cubiques rainurés (BCR) de protection qui dépassent le niveau d'arase du mur. Le niveau de protection est calé à environ $+ 17,15$ m NGF N.

Des études ont été menées afin d'étudier la stabilité de cet ouvrage de protection vis-à-vis des effets de la houle cumulée à une situation de CBMS₂₀₇₅. Il en résulte que des dégradations locales (chute de quelques blocs d'enrochement) seraient constatées mais sans impacter la tenue structurelle de la digue et sans compromettre l'alimentation nécessaire pour les besoins des pompes de sûreté.

Néanmoins, cette dégradation est susceptible de réduire le débit du chenal d'amenée. Pour sécuriser les débits de sûreté SEC/SRU des trois tranches, il sera nécessaire de procéder au déclenchement de plusieurs pompes CRF des trois tranches afin de diminuer le débit appelé.

Par ailleurs, la houle dans le chenal d'amenée, disparaît au passage des pertuis d'entrée d'eau de la station de pompage : elle n'impacte donc pas les cellules des tambours filtrants à l'intérieur de la station de pompage. Elle n'est pas susceptible d'entraîner une inondation dans les locaux protégés par la protection volumétrique.

3.1.2.2.3 Aléa NP

La cote de $+ 8,14$ m NGF N constitue une valeur enveloppe du niveau de la nappe au droit des ouvrages de prise et de rejet d'eau. Ce niveau :

- ne remet pas en cause la tenue structurelle de la station de pompage, de l'ouvrage de rejet et des galeries SEC,
- ne conduit pas à une inondation des locaux compte tenu de la Protection Volumétrique.
- Par ailleurs, le niveau de la nappe maximale est situé à $+ 7,00$ m NGF N pour les ouvrages de l'îlot nucléaire. Ce niveau ne conduit pas à une inondation des locaux compte tenu de la Protection Volumétrique.

3.1.2.2.2.4 Aléa pluies (PFI et PRC)

Aléa PFI

Les eaux pluviales sont collectées et évacuées gravitairement à la mer par l'intermédiaire du réseau SEO. Le dimensionnement du réseau est réalisé en considérant une pluie trois fois supérieure à l'intensité de pluie décennale, identique à celle prise à la conception de Flamanville 1 et 2, soit une intensité de 6,48 mm/min. Cette intensité est supérieure à l'intensité définie par le référentiel inondation externe (pluie de période de retour centennale – borne supérieure de l'intervalle de confiance retenu - soit 2,75 mm/min).

En ce qui concerne les descentes de toiture, le dimensionnement est réalisée avec la même intensité de pluie que pour le réseau SEO.

Il n'y a donc pas de risque de saturation du dispositif d'évacuation.

Aléa PRC

En raison des très faibles débits engendrés par une PRC centennale, du calage de la plate-forme et du niveau des exutoires du réseau SEO, ces pluies ne sont pas de nature à provoquer des débordements sur la plate-forme à + 12,40 m NGF N.

Aléa CBMS₂₀₇₅ +PRC 10

De même, de par les faibles débits engendrés par une PRC décennale, du calage de la plate-forme et du niveau des exutoires du réseau SEO, ces pluies ne sont pas de nature à provoquer des débordements sur la plate-forme à + 12,40 m NGF N.

3.1.2.2.2.5 Aléa Intumescence

Le niveau maximal d'eau atteint sur le front de la station de pompage en cas d'arrêt brutal des pompes en condition de marée exceptionnelle, est de + 8,32 m NGF N.

L'aléa « Intumescence » n'engendre pas de risque d'inondation de la station de pompage.

3.1.2.2.2.6 Aléa DOC

Le risque de dégradation des bassins pour les cas de charge explosion externe, séisme, érosion interne a été analysé :

- Explosion externe : Compte tenu de la localisation du site et de son environnement (environnement industriel, voies de communication), ce risque est écarté,
- Séisme : l'étude de stabilité au séisme conclut que les bassins SEA sont stables sous les sollicitations du séisme majoré de sécurité (SMS) retenu pour le site de Flamanville.
- Érosion interne (Dégradation hydraulique par effet renard) : la dégradation hydraulique par effet renard ne concerne pas les bassins SEA car leur étanchéité est assurée par un revêtement bitumineux renforcé en 2001 par une membrane PVC.

En conclusion, l'aléa DOC n'engendre pas un risque d'inondation significatif pour les installations.

3.1.2.2.7 Aléa RCE

A la conception de Flamanville 3, les dispositifs suivants sont pris :

- calage de la salle des machines de manière à avoir le niveau du soufflet CRF (le plus bas en Salle des Machines = + 6,40 m NGF N) au-dessus du niveau de mer en marée haute ₂₀₇₅ (coefficient 120 = + 5.88 m NGF N + 0,35 m d'évolution climatique, soit + 6,23 m NGF N),
- mise en place de restricteurs de débit placés autour de chaque soufflet CRF,
- mise en place d'une gaine étanche autour des trous d'homme jusqu'au niveau + 6,70 m NGF N (niveau 0,00 de la Salle des Machines)
- arrêt automatique des pompes CRF en cas de détection de présence d'eau dans la fosse SEK et sous le condenseur.

En cas d'aléa RCE (rupture soufflet CRF ou trou d'homme) sur la tranche 3 de Flamanville, le risque d'inonder la salle des machines est écarté compte tenu de l'arrêt en automatique du pompage et de l'absence de risque de vidange gravitaire (soufflet et protection trous d'homme calés au-dessus du niveau de mer à marée haute (coefficient 120)).

En conclusion, l'aléa RCE tranche 3 n'engendre pas de risque d'inondation pour les matériels nécessaires au repli et au maintien à l'état sûr des tranches 1, 2 et 3.

En cas d'aléa RCE sur Flamanville 1 ou 2, le volume d'eau déversé pendant la fuite dans les salles des machines des tranches 1, 2 et 3 est de 54 300 m³. Le niveau maximal atteint en salle des machines tranche 3 ne dépassera pas la cote de pleine mer de marée de coefficient 120. Cette cote n'engendre pas de risque d'inondation pour les matériels nécessaires au repli et au maintien à l'état sûr.

3.1.2.2.8 Aléa Inondation induite par un séisme

Le volume d'eau considéré sur la plate-forme des 3 tranches sera de 9 500 m³ (cf. 3.1.1.3.7).

Le niveau moyen des voiries est calé à + 12,30 m NGF N, l'accès aux bâtiments se fait avec des pentes jusqu'au seuil d'entrée calé à + 12,40 m NGF N.

L'analyse a montré que la capacité de stockage dans les voiries est suffisante pour éviter une entrée d'eau dans les locaux classés de sûreté.

3.1.2.3 Principales dispositions d'exploitation

3.1.2.3.1 Généralités

Les dispositions d'exploitation développées visent à :

garantir les lignes de défenses passives (surveillance et entretien des protections périphériques, volumétriques et mobiles),

garantir l'autonomie de site (approvisionnement de consommables, augmentation des capacités de stockage, grément d'une base vie...),

sécuriser les installations (renforcement des sources électriques, des sources froides, mise à l'arrêt des tranches...).

Les dispositions d'exploitation prévues au titre du risque d'inondation externe sur les CNPE du parc EDF reposent sur :

- des dispositions documentaires et de conception pour la définition des vulnérabilités et des protections et actions à mettre en place ;
- des dispositions organisationnelles pour la préparation et la gestion de crise à l'échelle d'un site ;
- des dispositions d'exploitation réalisant la déclinaison en prescriptions et modes opératoires des résultats des notes de conception et d'étude.

Les dispositions d'exploitation sont adaptées selon la nature des vulnérabilités du site.

3.1.2.3.2 Evènements retenus pour le CNPE de Flamanville 3

Pour le risque Inondation externe, les évènements retenus vis-à-vis d'un risque sûreté d'un CNPE sont :

- l'isolement du site,
- et/ou la perte des sources électriques externes (cf. § 3.1.2.4.1),
- et/ou la perte de la station de pompage (cf. § 3.1.2.4.2),
- et/ou l'inondation de la plate-forme du site (§ 3.1.2.2.1.1).

Les études menées dans le cadre des hypothèses de dimensionnement n'ont pas fait apparaître de vulnérabilité pour le CNPE de Flamanville 3.

3.1.2.3.3 Système d'alerte

Le système d'alerte de Flamanville repose sur des prévisions de hauteur de houle en fonction de la distance au CNPE. Il fait l'objet d'une convention avec Météo-France qui permet de disposer de ces prévisions, dans un délai minimum de 24 heures avant la survenance éventuelle de la houle.

3.1.2.4 Autres effets de l'inondation pris en compte

3.1.2.4.1 Perte des alimentations électriques externes

La perte des alimentations électriques externes est analysée dans le cas d'une marée exceptionnelle de coefficient 120 combinée à la borne supérieure de l'intervalle de confiance retenu de la surcote d'occurrence millénale (CBMS₂₀₇₅ à + 8,14 m NGF N).

Les alimentations électriques externes du CNPE de Flamanville 3 sont constituées par :

- les plates-formes des transformateurs : principal, de soutirage et auxiliaire,
- la plate-forme aérosouterraine (intermédiaire entre TA et le poste 400kV),
- le poste 400 kV d'interconnexion de MENUEL,

Les altimétries des différentes plates-formes et leur disponibilité en cas de CBMS₂₀₇₅ sont les suivantes :

Alimentations électriques externes	Altimétrie des plates-formes	Disponibilité en cas de CBMS ₂₀₇₅
Plate-forme TA/TP/TS (élément sensible à l'inondation)	+ 12,40 m NGF N	OUI
Plate-forme aérosouterraine	+ 12,40 m NGF N	OUI
Poste 400 kV de Manuel (situé à 25 km)	+ 50,00 m NGF N	OUI

Compte tenu de la CBMS considérée (CBMS₂₀₇₅ = + 8,14 m NGF N), le cumul d'un Manque De Tension Externe (MDTE) avec une inondation externe n'est pas à considérer. La disponibilité de la ligne, des postes et des plates-formes électriques est conservée en cas de crue de niveau CBMS₂₀₇₅.

Le cumul « tempête » avec une marée exceptionnelle peut conduire à un MDTE de site par chute de lignes de transport, d'une durée maximale de 5 jours (délai RTE de rétablissement des principales lignes de transport). Cependant, le site n'étant pas isolé, les voies d'accès au CNPE sont disponibles, et permettent le cas échéant la livraison de combustible pour les groupes électrogènes de secours.

Par conséquent, la gestion de la durée du MDTE en termes d'autonomie du site ne pose pas de problème en cas de cumul « tempête et marée exceptionnelle ».

3.1.2.4.2 Perte de la prise d'eau

Effets des colmatants et des débris charriés par le milieu marin

Les fonctionnalités de la source froide et en particulier les systèmes de filtration peuvent potentiellement être affectés par des phénomènes induits par l'inondation, du type arrivée massive de colmatants et de débris.

La station de pompage est protégée vis à vis de ce type d'agression au travers des lignes de défense suivantes, qui restent opérationnelles pour un niveau de mer correspondant à la CBMS₂₀₇₅ :

- Dans chaque pertuis d'entrée d'eau de la station de pompage, des grilles de pré-filtration (barreaux en acier espacés selon un pas de 5 cm) évitent la pénétration de gros corps flottants dans les cellules des filtres et permettent de se prémunir du risque de détérioration des tamis des tambours filtrants et filtres à chaînes. Ces grilles de pré-filtration sont équipées de dégrilleurs (un par grille) qui relèvent les éventuels débris et les envoient, via une goulotte d'évacuation, dans une benne de récupération.
- Une filtration fine par les tambours filtrants et les filtres à chaînes : la rotation des filtres associée au système de lavage et d'évacuation des débris assure leur nettoyage en continu.

- Dans le cas d'une arrivée massive de colmatants non compensée par le système de nettoyage, il existe un arrêt automatique des pompes non classées (pompe SEN sur le filtre à chaînes et pompe CRF sur le tambour filtrant) initié par une perte de charge élevée sur les filtres ou sur un niveau d'eau bas en aval filtres. Cet automatisme permet :
- de réduire de manière significative la perte de charge aux bornes des éléments filtrants pour garantir leur intégrité,
- de limiter le flux d'arrivée des débris sur les tamis filtrants,
- de protéger les pompes de sûreté.

En conclusion, les équipements de la station de pompage sont protégés vis à vis des effets de débris ou de colmatants potentiellement charriés par le milieu marin en situation d'inondation.

De plus, la diversification de l'aspiration des pompes SEC et SRU, au niveau de l'ouvrage de rejet, permet d'assurer le fonctionnement des fonctions de sûreté en cas de colmatage total de la prise d'eau.

Effets de nappes d'hydrocarbures sur la station de pompage :

Les moyens de surveillance et d'alerte en cas d'arrivée d'hydrocarbures sont communs aux 3 tranches du site (voir § 3.1.2.4.2 de la partie relative à Flamanville 1 et 2).

En présence avérée d'une nappe dans le chenal d'amenée, les dispositions suivantes permettent d'éviter ou de limiter la pollution des circuits :

- 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 et SEN qui réduit le débit appelé au seul débit SEC et/ou SRU requis pour le refroidissement des auxiliaires de sûreté.
- Le masque écrèmeur qui permet si besoin de pomper la nappe en amont des filtres,
- Les filtres (maille 5mm) et leurs dispositifs de lavage, permettent également de limiter les hydrocarbures.

L'ensemble de ces dispositions permet d'écarter le risque de perte totale de la source froide induit par la conjonction d'une dérive de nappe d'hydrocarbure avec un phénomène de crue côtière associée à une tempête.

3.1.2.4.3 Situation à l'extérieur de l'installation, y compris empêchement ou retard d'accès du personnel et du matériel au site

Compte-tenu de la topographie du site, les voies d'accès au site ne sont pas inondables. L'isolement du site en situation d'inondation est écarté .

3.1.3 CONFORMITE DE L'INSTALLATION PAR RAPPORT AU REFERENTIEL

3.1.3.1 Organisation générale de l'exploitant pour garantir la conformité

Sans objet pour la tranche 3 de Flamanville.

3.1.3.2 Organisation de l'exploitant pour les approvisionnements et équipements mobiles

Sans objet pour la tranche 3 de Flamanville.

3.1.3.3 Points à réexaminer au regard du référentiel de sûreté en vigueur et remise en conformité

Sans objet pour la tranche 3 de Flamanville.

3.1.3.4 Examen de conformité spécifique engagé par l'exploitant

Sans objet pour la tranche 3 de Flamanville.

3.2 EVALUATION DES MARGES

Sur le volet inondation, la démarche d'évaluation des marges menée par EDF consiste à :

- Présenter les marges disponibles vis-à-vis du risque d'inondation compte-tenu des mesures de protections mises en oeuvre,
- identifier les effets falaise potentiellement générés par la submersion des matériels assurant des fonctions de sûreté,
- identifier des scénarios « au-delà du dimensionnement » susceptibles de conduire à ces effets et caractériser leur vraisemblance par avis de l'ingénieur, en valorisant les marges disponibles au vu de la conception actuelle.
- pour chaque effet falaise associé à des scénarios initiateurs jugés plausibles (bien qu'au-delà du dimensionnement), proposer des dispositions complémentaires visant à accroître la robustesse des installations (études, modifications, dispositions d'exploitation).

3.2.1 EVALUATION DES MARGES VIS-A-VIS DE L'INONDATION

Le tableau ci-après présente, pour les différents aléas considérés au titre du référentiel inondation externe, les marges disponibles entre le niveau d'inondation atteint et le dimensionnement des protections.

	Marge prises à la conception (en mètre)			Principales dispositions de protection
	Inondation station de pompage (perte totale de la source froide)	Inondation de la plate-forme TS/TA (MDTE) <small>Nb : les matériels sont rehaussés et installés à la cote + 12,60 m NGF N. Le poste 400 kV situé à + 50 m NGF N est hors champ d'inondation.</small>	Inondation plate-forme Ilot Nucléaire (Perte totale des alimentations électriques externes et internes)	
CBMS₂₀₇₅	4,26 m	4,46 m	4,26 m	Calage des plateformes à + 12, 40 m NGF N Protection volumétrique de la station de pompage jusque 12.40 m NGF
CBMH	3,62 m par rapport à la plateforme SO à l'intérieur de la SdP	3,82 m	3,62 m	Digues de protection Conception de la station de pompage
INT	4,08 m	4,28 m	4,08 m	Phénomène transitoire Poste 400 kV hors d'inondation
NP	4,26 m	4,46 m	4,26 m pour les bâtiments situés sur la partie en remblais de la mer et 5,4 m pour les bâtiments de l'IN	PV jusqu'au niveau + 12,4 m NGF N

	Marge prises à la conception (en mètre)			Principales dispositions de protection
	Inondation station de pompage (perte totale de la source froide)	Inondation de la plate-forme TS/TA (MDTE) Nb : les matériels sont rehaussés et installés à la cote + 12,60 m NGF N. Le poste 400 kV situé à + 50 m NGF N est hors champ d'inondation.	Inondation plate-forme Ilot Nucléaire (Perte totale des alimentations électriques externes et internes)	
PFI / PRC	Sans objet (*)	Sans objet (*)	Sans objet (*)	* : Dimensionnement du réseau SEO garantissant l'évacuation d'une pluie d'intensité supérieure à celle centennale, définie dans le référentiel « inondation externe »
DOC	Sans objet	Sans objet	Sans objet	Robustesse des bassins SEA – aléa DOC écarté
RCE	RCE tranches 1 et 2 : marge de 6,52 m pour plateforme TS/TA (**) RCE tranche 3 : SO			Tranche 3 : -arrêt auto du CRF en cas de fuite-singularités calées au-dessus des plus hautes eaux (niveau de pleine mer sans surcote) ** Tranches 1 et 2 : niveau maximal atteint = cote de pleine mer de marée de coefficient 120
Inondation induite par un séisme	Sans objet (*)	Sans objet (*)	Sans objet (*)	-bâches SER/SED éloignées de FA3 * capacité de stockage dans les voiries suffisante pour éviter une entrée d'eau dans les locaux classés.

3.2.2 MESURES DE PROTECTION SUPPLEMENTAIRES NECESSAIRES DANS LE CADRE DU DIMENSIONNEMENT, EN FONCTION DU DELAI D'ALERTE

Dans le cadre du dimensionnement actuel, aucune disposition de protection supplémentaire n'est nécessaire sur la tranche 3 de Flamanville.

3.2.3 RECHERCHE D'EVENTUELS EFFETS FALAISE AU DELA DU REFERENTIEL D'EXIGENCES REGLEMENTAIRES

3.2.3.1 Identification des « effets falaise » induits par le risque inondation sur la tranche 3 de Flamanville

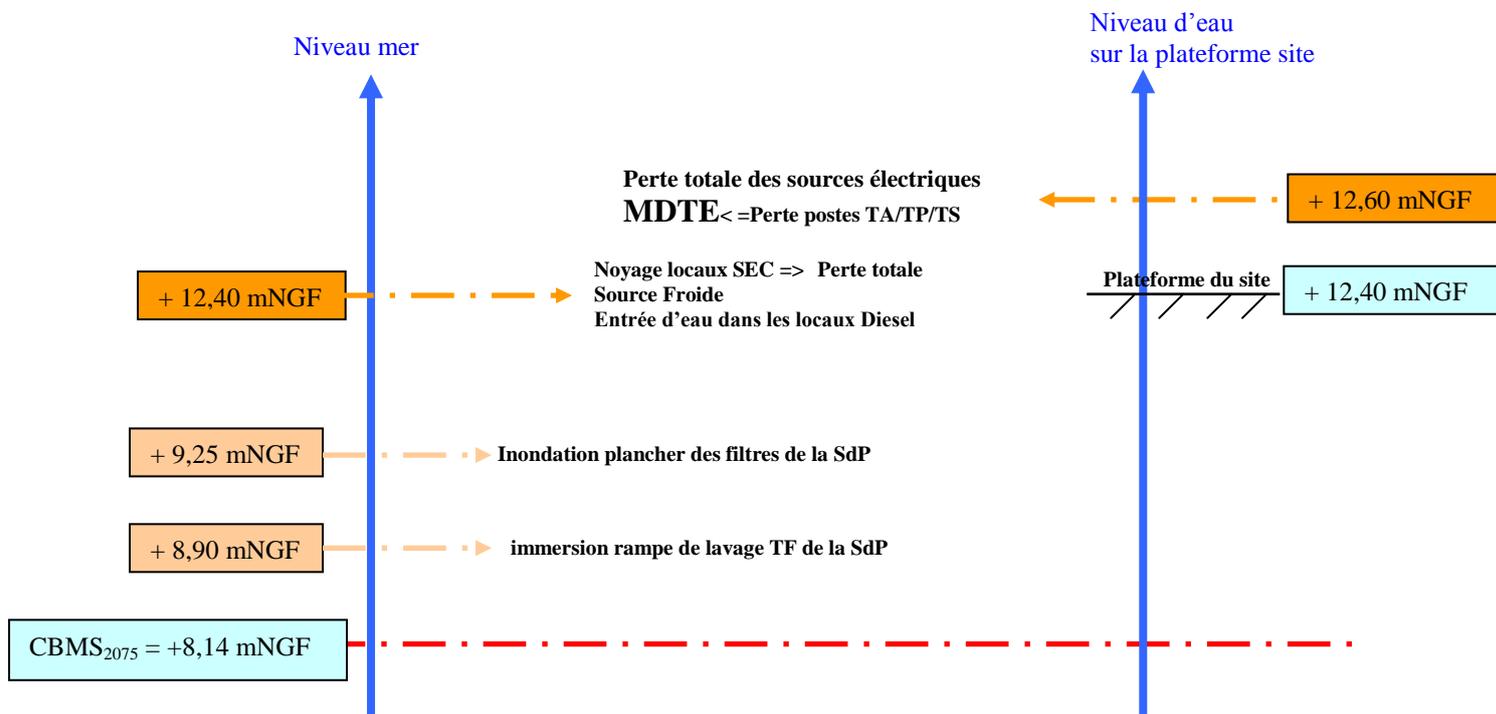
Le risque inondation sur la tranche 3 de Flamanville peut provenir de deux phénomènes :

- Elévation du niveau de la mer : le calage de la plateforme de l'îlot nucléaire permet de se protéger de ce phénomène. Seuls la station de pompage et l'ouvrage de rejet sont concernés par le risque d'inondation induit par l'élévation du niveau de la mer.
- Présence d'une lame d'eau sur la plateforme : tous les ouvrages sont potentiellement concernés par ce phénomène.

La démarche d'évaluation complémentaire de sûreté conduit à analyser quatre types d'effets falaise potentiellement induits par une inondation :

- Inondation provoquant la perte de la source froide de la tranche 3, initiée par une montée du niveau des eaux conduisant successivement à la perte du système de filtration d'eau brute puis à la submersion des pompes du circuit d'eau brute secourue SEC.
- Inondation provoquant une situation de perte des alimentations électriques externes (MDTE), initiée par la présence d'une « lame » d'eau sur la plate-forme des transformateurs de soutirage et auxiliaires. Le poste 400 kV de Flamanville étant hors champ d'inondation à + 50 m NGF N, il n'est pas pris en compte dans l'étude des effets falaise.
- Inondation provoquant une situation de perte totale des sources électriques externes et internes associée à la perte éventuelle de systèmes de sauvegarde des réacteurs. Ce type d'effet serait initié par la présence d'une lame d'eau sur plate-forme de l'îlot nucléaire.
- Inondation provoquant la perte des matériels classés de sûreté de l'ouvrage de rejet, initiée par la présence d'une lame d'eau sur plate-forme du site.

Ces effets sont schématisés que la figure suivante pour le réacteur de FLAMANVILLE 3.



Site de Flamanville 3 – Arbre d'évènement – « effets falaise » induits par l'inondation

3.2.3.1.1 Inondation provoquant la perte de la source froide

Effet d'une montée du niveau de la mer sur le système de filtration d'eau brute CFI

Au delà de la cote + 8,90 m NGF N, la montée du niveau conduit à l'immersion des rampes de lavage des tambours filtrants. Dans ces conditions, le lavage des tamis n'est plus assuré, mais la rotation et le suivi de la perte de charge des tambours restent opérationnels.

Les pompes CRF non classées de sûreté sont arrêtées (arrêt manuel préventif ou arrêt automatique sur détection d'une perte de charge élevée aux bornes des tambours filtrants), ce qui laisse toute la capacité de filtration pour les seuls besoins des circuits de sûreté (le débit d'une pompe CRF est de l'ordre de 30,5 m³/s à comparer à celui d'une pompe SEC de l'ordre de 1 m³/s et d'une pompe SRU de l'ordre de 0,23 m³/s). Sans la fonction lavage, la filtration peut transitoirement être assurée sans provoquer de situation de perte de la source froide. Par ailleurs, à l'exception des rampes de lavage l'ensemble des matériels de filtration est intègre jusqu'au niveau du plancher +9,25 m NGF N et redeviennent fonctionnels lorsque le niveau diminue sous l'effet de la marée.

Au-delà d'un niveau de + 9,25 m NGF N (sans prendre en compte la marge liée aux massifs sur lesquels sont installés les matériels), les moteurs d'entraînement des filtres peuvent être noyés, ce qui implique une indisponibilité durable de la rotation.

Cet état affecte la capacité de filtration sans toutefois conduire de manière certaine à la perte de la fonction. En effet, la filtration du faible débit de sûreté requis resterait potentiellement assurée de manière passive.

Risque d'inondation des salles des pompes classées de sûreté.

L'accès aux pompes est situé à + 12,40 m NGF N. Au-delà de ce niveau, il y a à terme noyage des locaux abritant les pompes classées de sûreté ce qui conduit à l'indisponibilité généralisée des pompes SEC / SRU et donc à une situation de perte totale de la source froide.

Cette situation peut être durable compte-tenu des dégradations engendrées par l'inondation sur les pompes et leurs moteurs d'entraînement.

Pour rendre plus robuste l'installation, des dispositions particulières sont en cours d'étude afin de limiter les entrées d'eau au niveau de la dalle de la station de pompage située à + 12,40 m NGF N (étanchéité des trémies et des portes, mise en place de gaines de ventilation maçonnées,...).

La conduite et l'autonomie du site (avant endommagement du combustible) dans la situation de perte totale de la source froide sont présentées dans le chapitre 5 du présent rapport.

3.2.3.1.2 Inondation provoquant une perte des alimentations électriques externes

Cette situation découle de l'un au moins de ces éléments :

- Perte de tous les postes électriques externes (départ des lignes haute tension) par submersion des matériels. Ce scénario peut impacter directement tout un site (sauf mesures palliatives particulières).
- Perte des transformateurs (TA/TP/TS) assurant l'alimentation des auxiliaires de sûreté par le réseau externe (qui se trouvent à l'intérieur du site) :
 - directement en sortie d'unité de production - Transformateurs Principaux TP et de Soutirage TS,
 - depuis la tranche 2 - Transformateurs Auxiliaires TA (circuit d'alimentation dissocié de celui des TP et TS),
 - Perte de la plate-forme aérosouterraine.

Les transformateurs TP/TS/TA sont rehaussés par rapport au niveau plateforme et installés à la cote de + 12,60 m NGF N.

La perte de la plate-forme aérosouterraine intervient pour une lame d'eau de 2 mètres sur la plateforme (cote de vulnérabilité).

La perte des transformateurs TP/TS/TA, et donc la perte de l'alimentation électrique externe pour une durée significative survient pour une lame d'eau de 20 cm sur la plate-forme du CNPE de Flamanville 3 soit pour un niveau d'eau de 12,60 m NGF N.

Ce niveau présente une marge de 4,46 m par rapport à la CBMS₂₀₇₅.
Pour ce niveau d'inondation, les diesels sont également menacés (voir paragraphe suivant).

3.2.3.1.3 Inondation provoquant une perte totale des alimentations électriques

Ce type d'effet falaise survient lorsque des entrées d'eau importantes se produisent dans les locaux contenant les groupes électrogènes diesels, leur défaillance cumulée à une situation de MDTE constitue une perte totale des alimentations électriques.

Le risque d'inondation des groupes électrogènes diesels (principaux et d'ultime secours SBO) est lié à la présence d'ouvertures au niveau de la plate-forme à 12,40 m NGF N :

- concernant les diesels principaux, les portes d'accès présentent des très faibles débits de fuite (porte sécuritaire),
- concernant les diesels SBO, des dispositions particulières de protection seront mises en place (cf. § 3.2.4). Ces dispositions seront étendues aux batteries 12h (la capacité et l'autonomie des batteries 12h sont décrites au § 5.1.2.2.1.).

Le risque de perte totale des alimentations électriques survient lorsque le niveau d'inondation sur la plate-forme atteint la cote de + 12,60 m NGF N.

Ce niveau présente une marge de 4,46 m par rapport à la CBMS₂₀₇₅.

Cette situation de perte totale des alimentations électriques entraîne la perte des systèmes de sauvegarde des réacteurs, et est susceptible de conduire à terme à une situation d'accident grave avec endommagement du combustible.

Les dispositions prises en situations « perte totale des alimentations électriques » ou d'« accident grave » sont traitées respectivement dans les chapitres 5 et 6 du présent rapport.

3.2.3.1.4 Inondation provoquant une perte des matériels classés de sûreté de l'ouvrage de rejet

Les réservoirs JAC, les pompes JAC et les pompes de réalimentation de la bache ASG sont protégés jusqu'à un niveau de +12,40 m NGF N. Au-delà de ce niveau il y a noyage progressif des locaux abritant ces matériels ce qui conduit à terme à leur indisponibilité.

Pour rendre plus robuste l'installation, **des dispositions particulières sont en cours d'étude afin de limiter les entrées d'eau au niveau de la dalle de l'ouvrage de rejet située à + 12,40 m NGF N (étanchéité des trémies et des portes, ...).**

L'amélioration de l'étanchéité de la dalle 0 m de l'ouvrage de rejet permettra d'améliorer la robustesse de l'installation.

3.2.3.2 Robustesse de l'installation à des situations conduisant aux effets falaise:

Afin d'évaluer la robustesse de l'installation aux effets falaise caractérisés au § 3.2.3, des analyses de sensibilité à des situations « au-delà du dimensionnement » ont été réalisées en majorant de manière forfaitaire les situations de dimensionnement actuel.

Par ailleurs, ces effets falaises ont été retenus compte tenu de leur effet potentiellement généralisé sur les systèmes à protéger de l'inondation.

3.2.3.2.1 Perte de la source froide

La marge existante entre la crue liée à la CBMS₂₀₇₅ (+ 8,14 m NGF N) et le niveau présentant un risque de passage en situation de perte totale de source froide par noyage des pompes classées de sûreté situées dans la station de pompage est de 4,26 m.

Afin d'évaluer la robustesse de l'installation vis à vis de l'effet falaise de « perte de la source froide de la tranche 3 provoquée par une inondation », les études de sensibilité aux situations majorantes suivantes ont été menées :

Inondation liée à une élévation du niveau de la mer :

La surcote millénaire actuellement considérée est majorée pour tenir compte d'un délai de retour plus élevé du phénomène, ainsi que des incertitudes sur l'évaluation des surcotes rares résultant des horsains (ce terme désigne une donnée qui se distingue par sa valeur significativement différente de celles des autres données de l'échantillon concerné). Dans ces conditions, une majoration forfaitaire complémentaire de 1 m est appliquée, ce qui conduirait à considérer une surcote dont la période de retour est comprise entre cent mille et un million d'années.

Le niveau d'eau atteint dans ces conditions est + 8,14 m NGF N +1m = + 9,14 m N.

Une analyse de sensibilité à une crue marine majorée de 1 m conclut à l'absence de risque de perte totale de la source froide de sûreté du site compte tenu du niveau de noyage des salles SEC / SRU calé à + 12,40 m NGF N (station de pompage et ouvrage de rejet).

Avec un niveau de mer de + 9,14 m NGF N les rampes de lavage des tambours filtrants seront noyées. Par conséquent le nettoyage des filtres sera indisponible mais la filtration restera assurée. Par contre aucun matériel ne sera perdu : dès que le niveau de mer rebaissera tout redeviendra entièrement opérationnel.

Le risque de perte de la source froide induite par une inondation par majoration du niveau marin de référence est écarté au regard des marges existantes.

Prise en compte des pluies de forte intensité majorées :

L'impact de pluies de très forte intensité est considéré en doublant forfaitairement l'intensité des PFI définies au §.3.1.1.3.3, ce qui correspond à un scénario de période de retour estimée entre dix mille et cent mille ans.

Le réseau d'eaux pluviales de Flamanville 3 étant dimensionné pour une pluie d'intensité supérieure à deux fois l'intensité des PFI définies au §.3.1.1.3.3, il évacuera de facto la PFI doublée.

Le risque de perte de la source froide induite par une inondation liée à des PFI majorées est donc écarté.

- Prise en compte d'un bouchage total du réseau d'évacuation des eaux pluviales (système SEO) :

Cette situation majorée considère une pluie de forte intensité durant 60 minutes, conjuguée à une obturation des avaloirs du réseau d'évacuation SEO du site.

Dans la situation la pire envisageable de bouchage total des avaloirs du réseau SEO, en considérant de telles pluies non évacuées, la capacité de stockage des voiries est suffisante pour éviter une entrée d'eau dans les locaux de la station de pompage et de l'ouvrage de rejet.

Le risque de perte de la source froide induite par une inondation liée au bouchage du réseau SEO est donc écarté.

Prise en compte de la rupture des bassins SEA :

La perte des bassins SEA par séisme est écartée pour un séisme majoré de sécurité (SMS) (Cf § 3.2.3.2.1 de la partie relative aux tranches 1 et 2).

Pour la situation de débordement par vague sismo-induite cumulée à la perte des réservoirs SER/SED non sismiques :

- pour le SMS, la quantité d'eau débordée lors de la phase transitoire d'effet vague est estimée nulle au niveau de la plate-forme,
- la lame d'eau générée sur la plate-forme des trois tranches par la perte des bâches SER/SED totalement remplies n'est pas susceptible d'impacter les locaux classés de la station de pompage et de l'ouvrage de rejet.

Le risque de perte de la source froide induite par une inondation liée à la rupture des bassins SEA est donc écarté.

Prise en compte de la rupture de canalisations SEI :

On considère la rupture des deux tuyauteries assurant l'acheminement de l'eau des bassins SEA vers le réseau d'alimentation en eau industrielle du site.

Les tuyauteries SEI qui permettent l'alimentation des divers circuits du site en eau industrielle ne sont pas dimensionnées au séisme. Elles cheminent des bassins SEA jusqu'à la chambre des vannes aval, puis descendent par un puits jusqu'aux galeries sous la plate-forme du site. Les tuyauteries SEI transitent dans des galeries (mécaniques/inter-tranches, vers stations de pompage et salles des machines des 3 tranches). Cette rupture provoque une inondation des galeries mécaniques (2,50 m NGF N) ainsi que des salles des machines (3,50 m NGF N tranches 1-2 / 1,70 m NGF N tranche 3) des trois tranches (en phase d'exploitation de la tranche 3 il n'y aura plus de séparation étanche en galerie inter-tranches).

On considère que le volume d'eau déversé pendant la fuite est égal à la totalité des bassins SEA, soit environ 150 000 m³. Ce volume est contenu dans les trois salles des machines et les galeries des trois tranches. Par ailleurs, afin de prendre en compte la présence des matériels dans les zones inondées (tuyauteries, câbles...), une minoration de 10 % de la surface d'étalement est prise en compte ; on génère un niveau d'eau à 11,20 m NGF N. La résistance

des galeries mécaniques/inter-tranches à cette charge d'eau a été vérifiée, le risque d'effondrement puis d'endommagement des galeries SEC passant en dessous est donc écarté.

Il a été vérifié également qu'il n'y a pas de risque de contournement de la protection volumétrique de la tranche 3.

Le risque d'inondation de la plate-forme et des locaux classés de sûreté suite à la rupture des canalisations SEI est donc écarté.

La rupture de canalisations SEI n'engendre pas d'entrée d'eau dans les locaux de la station de pompage et de l'ouvrage de rejet.

Le risque de perte de la source froide induite par une inondation consécutive à la rupture des canalisations SEI est donc écarté.

3.2.3.2.2 Perte des alimentations électriques externes (MDTE)

Afin d'évaluer la robustesse de l'installation vis-à-vis de l'effet falaise de « perte des alimentations électriques externes (MDTE) de la tranche 3 provoquée par une inondation », les études de sensibilité aux situations majorantes suivantes ont été menées :

- Inondation liée à des pluies de forte intensité majorées,
- Conjonction de PFI avec le bouchage des avaloirs du réseau d'évacuation des eaux pluviales (système SEO),
- Inondation en provenance des bassins SEA (cf. § 3.2.3.2.1.),
- La rupture de canalisations SEI (cf. § 3.2.3.2.1.).

Pour l'ensemble de ces situations majorantes, le risque de perte des alimentations électriques externes (MDTE) est écarté compte tenu de :

- La capacité de stockage des voiries,
- La capacité d'évacuation des réseaux SEO,
- L'installation des transformateurs à + 12,60 m NGF N, 20 cm au-dessus du niveau de la plateforme.

3.2.3.2.3 Perte totale des alimentations électriques externes et internes

Afin d'évaluer la robustesse de l'installation vis-à-vis de l'effet falaise « perte totale des alimentations électriques externes et internes de la tranche 3 provoquée par une inondation », les scénarios majorants suivants sont examinés :

- Inondation liée à des pluies de forte intensité majorées,
- Conjonction de PFI avec le bouchage des avaloirs du réseau d'évacuation des eaux pluviales (système SEO),
- Inondation en provenance des bassins SEA (cf. § 3.2.3.2.1.),
- La rupture de canalisations SEI (cf. § 3.2.3.2.1.).

Pour l'ensemble de ces situations majorantes, le risque de perte des alimentations électriques externes et internes est écarté compte tenu :

- De la capacité de stockage des voiries,
- De la capacité d'évacuation des réseaux SEO,
- De l'installation des transformateurs à + 12,60 m NGF N, 20 cm au-dessus du niveau de la plateforme,
- Des débits de fuite très faibles des portes d'accès aux diesels principaux,
- Des dispositions particulières de protection contre l'inondation mises en place pour les diesels d'ultime secours SBO et les batteries 12h.

3.2.4 DISPOSITIONS POUVANT ETRE ENVISAGEES POUR RENFORCER LA ROBUSTESSE DES INSTALLATIONS :

3.2.4.1 Protection vis-à-vis d'un niveau de mer élevé

La robustesse des protections contre la houle (digues) dans les conditions correspondant à une surcote majorée doit être vérifiée par calculs.

Les études visant à confirmer la tenue des digues de protection sous l'effet d'un niveau de mer élevé associé à une houle centennale proposées dans le cadre du rapport Flamanville 1 et 2 seront applicables pour l'ensemble du site.

3.2.4.2 Présence d'une lame d'eau sur la plate-forme de l'îlot nucléaire

Les dispositions constructives ou particulières ci-dessous contribueront à la robustesse des ouvrages ou locaux classés de sûreté vis à vis d'une lame d'eau sur la plate-forme :

- **Amélioration de l'étanchéité des dalles à 12.40 m NGF de la station de pompage et de l'ouvrage de rejet,**
- **Mesures de protection contre l'inondation des diesels SBO et des batteries 12h.**

De plus les très faibles débits de fuite des portes sécuritaires apportent une protection complémentaire aux locaux classés de sûreté vis-à-vis d'une lame d'eau sur la plate-forme.

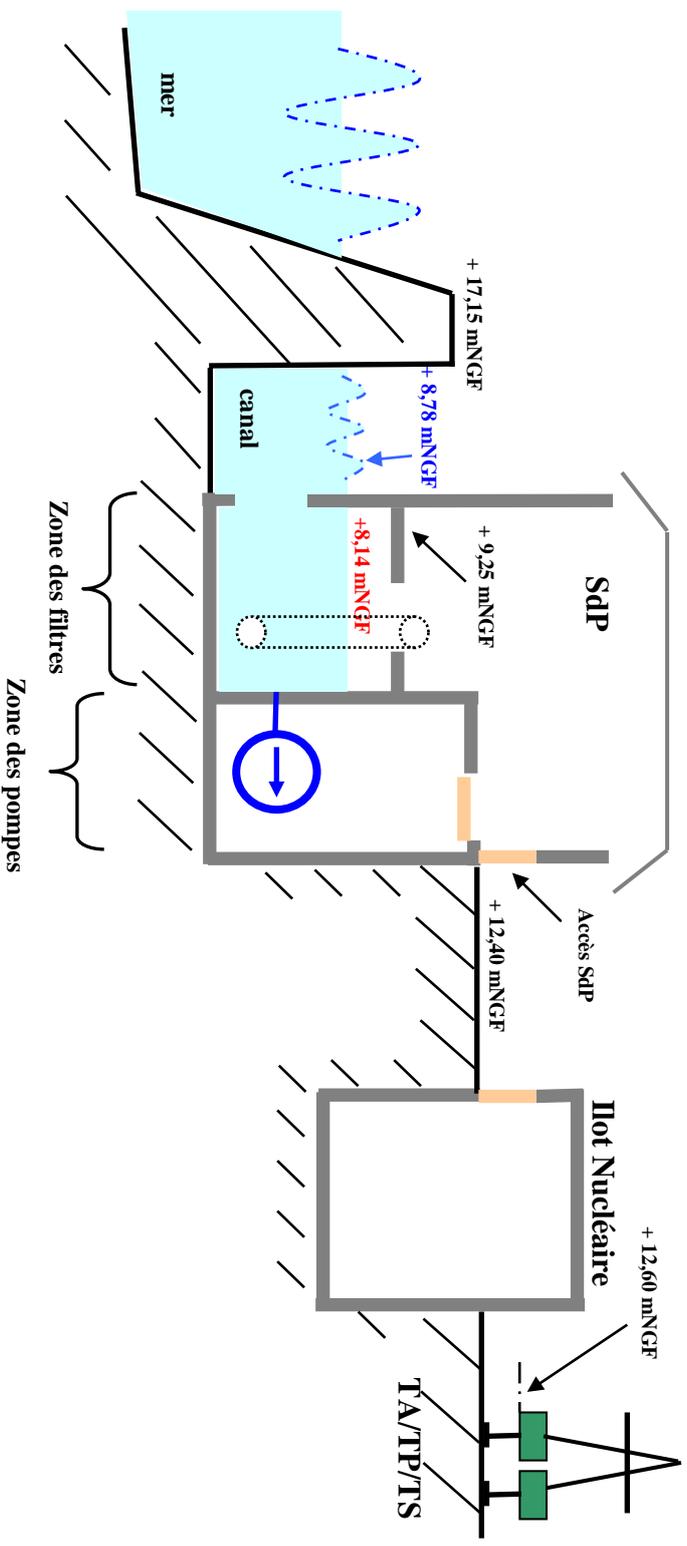
EDF mesurera les performances des portes sécuritaires des bâtiments abritant des fonctions de sûreté en termes d'étanchéité à l'eau notamment par la réalisation d'essais.

3.2.5 MESURES COMPLEMENTAIRES DE PROTECTION ENVISAGEES

Cf. § 3.2.5 de la partie relative aux tranches 1 et 2 de Flamanville.

Les mesures complémentaires de protection envisagées pour les tranches 1 et 2 seront élargies à la tranche 3.

Profil en long du CNPE de Flamanville 3



RECS du CNPE de FLAMANVILLE 3

Chapitre 4

Autres phénomènes naturels extrêmes

SOMMAIRE

4.1	CONDITIONS METEOROLOGIQUES EXTREMES LIEES A L'INONDATION (TEMPETE, PLUIES TORRENTIELLES...)	3
4.1.1	EVENEMENTS ET COMBINAISON D'EVENEMENTS PRIS EN COMPTE	3
4.1.2	ANALYSE POUR CHAQUE PHENOMENE EXTREME A PRENDRE EN COMPTE	3
4.1.2.1	Effets directs du vent	3
4.1.2.1.1	Règles de dimensionnement des installations.....	3
4.1.2.1.2	Dispositions de protection des installations et conformité au référentiel	4
4.1.2.1.3	Marges disponibles	4
4.1.2.1.4	Effets falaises éventuels dus au vent	6
4.1.2.1.5	Effets indirects du vent	6
4.1.2.2	Grêle	8
4.1.2.3	Foudre	9
4.1.2.3.1	Règles de dimensionnement et protection des installations.....	9
4.1.2.3.2	Effets falaises éventuels.....	9
4.1.3	DISPOSITIONS POUVANT ETRE ENVISAGEES POUR RENFORCER LA ROBUSTESSE DE L'INSTALLATION	11
4.2	SEISME DEPASSANT LE NIVEAU POUR LEQUEL L'INSTALLATION OU CERTAINS OUVRAGES SONT DIMENSIONNES ET INONDATIONS INDUITES DEPASSANT LE NIVEAU D'EAU POUR LEQUEL L'INSTALLATION EST DIMENSIONNEE	11
4.2.1	IDENTIFICATION DES « EFFETS FALAISE » REDOUTES :.....	11
4.2.2	VRAISEMBLANCE DES SCENARIOS CONDUISANT AUX « EFFETS FALAISES » :	11
4.2.2.1	Mesures complémentaires de protection envisagées	11

4.1 CONDITIONS METEOROLOGIQUES EXTREMES LIEES A L'INONDATION (TEMPETE, PLUIES TORRENTIELLES...)

4.1.1 EVENEMENTS ET COMBINAISON D'EVENEMENTS PRIS EN COMPTE

Le chapitre 3 du présent rapport a déjà pleinement considéré les effets en termes d'inondations, des conditions météorologiques extrêmes qui sont à considérer au titre du chapitre « autres phénomènes naturels extrêmes » du cahier des charges émis par l'ASN pour les Evaluations Complémentaires de Sûreté à mener suite à l'accident de Fukushima.

Pour répondre complètement à ce cahier des charges, le présent chapitre traite des effets sur l'installation autres qu'en termes d'inondations, que ces autres phénomènes naturels extrêmes seraient susceptibles d'engendrer.

Ces autres effets considérés ici sont : les effets directs éventuels du vent sur les installations, celui de projectiles générés par un vent extrême, ainsi que les effets de la grêle et de la foudre.

Il convient tout d'abord de signaler que la conception des installations prend en compte la protection des installations vis-à-vis de la foudre et des effets directs et indirects du vent sur les bâtiments. La présente analyse est basée sur ces acquis en matière de sûreté des installations.

En ce qui concerne les combinaisons d'évènements prises en compte, ces dernières peuvent induire 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 ou de perte des alimentations électriques externes et internes de secours sur toutes les tranches du CNPE (cf §5.1.4 de ce rapport).

4.1.2 ANALYSE POUR CHAQUE PHENOMENE EXTREME A PRENDRE EN COMPTE

Les quatre phénomènes (vent direct, projectiles générés par un vent extrême, grêle et foudre) sont présentés dans les paragraphes ci-après en précisant notamment les marges et effets falaises associés.

4.1.2.1 Effets directs du vent

4.1.2.1.1 Règles de dimensionnement des installations

La conception des bâtiments et structures jouant un rôle vis-à-vis de la sûreté prend en compte les effets directs de pression du vent. Cette prise en compte est réalisée conformément aux Eurocodes (Eurocode 1 : Actions sur les structures, Partie 1-4 : Actions Générales - Actions du Vent, version de novembre 2005, ainsi que son Annexe Nationale, version de mars 2008). Les structures à vérifier sont définies comme suit :

- Les bâtiments classés de sûreté ,
- Les bâtiments abritant des systèmes ou matériels classés de sûreté,
- Les équipements ou matériels classés de sûreté non abrités.

4.1.2.1.2 Dispositions de protection des installations et conformité au référentiel

Dans le cadre des analyses de sûreté agressions de l'EPR, les structures ou équipements concernés sont dimensionnés aux effets directs du vent suivant les Eurocodes.

4.1.2.1.3 Marges disponibles

4.1.2.1.3.1 Retour d'expérience de la tempête de 1999

En décembre 1999, les deux tempêtes successives qui ont balayé la France d'Ouest en Est ont été qualifiées par Météo France de «phénomène exceptionnel» pour lequel il n'existait aucune référence dans les archives. L'analyse du comportement des centrales nucléaires lors de ces tempêtes donne un éclairage sur la robustesse des installations aux vents extrêmes associés à des tempêtes. Pour mener cette analyse, il est nécessaire de distinguer les effets directs et indirects des vents extrêmes :

Ces tempêtes n'ont mis en évidence aucune détérioration sur les bâtiments constituant l'îlot nucléaire et sur les ouvrages de génie civil de la station de pompage des centrales du parc. De fait, dans la mesure où les systèmes et équipements assurant des fonctions de sûreté se situent en quasi-totalité à l'intérieur de ces différents bâtiments, les effets du vent n'ont eu aucun impact sur la sûreté des centrales nucléaires touchées par la tempête.

Les seules détériorations relevées concernent, in fine, les structures et bâtiments :

- Toitures endommagées (bâtiments administratifs, salle des machines ...),
- Bardages dégradés,
- Vitres brisées,
- Dégâts sur des dispositifs de protection du site (clôtures, portes d'accès, barrières, caméras, antennes...),
- Moyens de surveillance et de télécommunication partiellement ou totalement dégradés (liaisons téléphoniques, antennes, liaisons spéciales, anémomètres...),
- Perturbation du réseau de transport interconnecté.

Les principaux enseignements tirés de ces événements sont les suivants :

- Les centrales nucléaires soumises aux tempêtes de décembre 1999 se sont bien comportées fonctionnellement ; elles ont largement contribué à maintenir et reconstituer l'intégrité du réseau national,
- Les centrales nucléaires disposent, par conception, de deux scénarii de renvois de tension externes validés et d'un scénario interne (tranche à tranche du même site) ; toutes les centrales ont conservé, a minima, un scénario de renvoi à l'exception du site du Blayais qui n'a plus eu de scénario de renvoi disponible pendant environ 4 heures (du fait des conséquences de l'inondation partielle du site et non des perturbations du réseau électrique) mais qui a conservé sa ligne d'évacuation principale en 400 kV,
- Les plates-formes d'évacuation d'énergie (transformateurs TS et TA et lignes associées) se sont parfaitement bien comportées dans ce contexte exceptionnel.

Les projectiles observés sur certains sites nucléaires lors des tempêtes de 1999 sont de natures diverses : graviers, pierres, antennes, branchages, débris de vitres, bardages métalliques, éléments de toitures..

D'une façon générale, l'énergie des projectiles susceptibles d'être générés par des tempêtes présentant des vents maximaux de l'ordre de 216 km/h (valeur retenue pour le dimensionnement de l'EPR Flamanville 3) n'est pas suffisante pour endommager les structures ou ouvrages de génie civil remplissant ou contenant une fonction de sûreté.

Les tempêtes plus récentes de 2009 (Klaus) et 2010 (Xynthia) n'ont pas fait apparaître d'autres types d'événements.

D'après les séries de mesure de vent fournies par Météo France, la vitesse maximale instantanée observée est de 180 km/h en octobre 1987 à Cap de la Hève (station météo de référence pour le CNPE).

4.1.2.1.3.2 Robustesse de bâtiments aux vents extrêmes.

Le dimensionnement de bâtiments au cas de chargement « explosion externe » permet de garantir la robustesse des bâtiments à des vents extrêmes. En effet, ce cas de chargement est enveloppe du cas de chargement « vent extrême ».

Pour l'EPR de Flamanville 3, il existe un facteur marge supérieur à 2 entre le cas de chargement « explosion externe » et le cas de chargement « vent extrême ».

Tous les bâtiments de l'EPR de Flamanville 3 dimensionnés à l'explosion hors site sont donc robustes à des vents extrêmes avec des marges importantes. Ces bâtiments sont les suivants :

- Le bâtiment réacteur (BR),
- Le bâtiment combustible (BK),
- Le bâtiment des auxiliaires nucléaires (BAN) et la galerie BAN-BTE (HGQ),

- Les quatre divisions du bâtiment des auxiliaires de sauvegarde et des locaux électriques (BAS - BL),
- Les bâtiments diesels (BD), et les galeries BD-BAS,
- La station de pompage (SDP) et les galeries de liaison BAS-SDP ,
- Le bâtiment de traitement des effluents (BTE),
- L'ouvrage de rejet (ODR).

Par ailleurs, les galeries qui abritent les tuyauteries véhiculant l'eau de refroidissement en provenance de la station de pompage (système SEC) sont constituées d'ouvrages essentiellement en infrastructures insensibles aux effets du vent. Les seules parties exposées au vent sont en béton armé et présentent donc des marges importantes.

Enfin, les locaux du Plan d'Urgence Interne de Flamanville 3 ainsi que ceux du CNPE de Flamanville 1-2 intégreront le futur Bloc de sécurité (BDS), qui sera mis en place pour la mise en service du CNPE de Flamanville 3. Ce Bloc de sécurité sera dimensionné au vent extrême selon le référentiel de l'EPR de Flamanville 3.

4.1.2.1.4 Effets falaises éventuels dus au vent

Comme indiqué au paragraphe précédent, il existe pour l'EPR de Flamanville 3 un facteur de marge supérieur à 2 entre le cas de chargement « explosion externe » et le cas de chargement « vent extrême ».

Pour tous les bâtiments résistants à l'explosion externe, les sollicitations prises en compte au dimensionnement sont donc enveloppes des sollicitations associées à des vents extrêmes pour des valeurs bien supérieures à ces dernières. Pour les bâtiments non couverts par le dimensionnement à l'explosion hors site, les augmentations de vitesses de vent envisagées ne sont pas susceptibles de provoquer de dégradation préjudiciable à la sûreté nucléaire de la tranche.

Plus particulièrement, les matériels nécessaires en cas de situations de perte d'alimentation électrique, de perte de source froide et d'accidents graves se trouvant à l'intérieur des bâtiments restent donc protégés contre les effets directs du vent malgré l'augmentation de vitesse envisagée. En ce qui concerne ceux qui sont à l'extérieur des bâtiments, l'augmentation de la vitesse du vent envisagée ne remet pas en cause leur tenue aux effets directs du vent.

Aucun effet falaise n'est donc à redouter vis-à-vis des bâtiments et des matériels nécessaires en cas de situations de perte d'alimentation électrique, de perte de source froide et d'accidents graves.

4.1.2.2 Effets indirects du vent

Le vent est susceptible de générer et de mettre en mouvement des projectiles constituant alors des agresseurs potentiels des installations. Des vents exceptionnellement violents, dits « extrêmes » peuvent soulever et projeter des objets divers sur les constructions.

D'une façon générale, l'énergie des projectiles susceptibles d'être générés par des tempêtes présentant des maximaux en rafales de l'ordre de 200 km/h n'est pas suffisante pour endommager les structures ou ouvrages de génie civil remplissant ou contenant une fonction de sûreté.

Ainsi, seuls les matériels situés à l'extérieur des bâtiments sont susceptibles d'être agressés par des projectiles. 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 classés de sûreté extérieurs.

Le retour d'expérience de la tempête de 1999 présenté dans le paragraphe 4.1.2.1.3.1 confirme ces éléments.

EDF a donc défini un référentiel des exigences de sûreté de protection contre les projectiles générés par les vents extrêmes. Dans ce cadre, EDF a défini deux types de projectiles enveloppes à considérer : des projectiles lourds qui sont traînés sur le sol (type automobile) et des projectiles plus légers, considérés à toutes les altitudes et dans toutes les directions (type planche de bois de 50 kg et tôle de bardage de 60 kg). La vitesse de chaque type de projectiles a également été déterminée de façon enveloppe en fonction du retour d'expérience et des vitesses de vent issues des Eurocodes.

Le référentiel pour l'EPR précise que les cibles potentielles à prendre en compte sont, parmi les équipements extérieurs aux bâtiments :

- Classés F1,
- Classés F2 nécessaires au repli de la tranche en état d'arrêt sûr (état d'arrêt sûr : le cœur est sous-critique, la chaleur résiduelle est évacuée durablement, les rejets radioactifs restent tolérables et cohérents avec les objectifs généraux de sûreté) y compris en cas de MDTE ou de perte totale de la source froide principale ainsi que pour la situation de cumul MDTE + perte totale de la source froide principale,
- Dont la détérioration par des projectiles (éventuellement multiples) est susceptible d'affecter les matériels nécessaires pour ramener l'installation en état sûr et l'y maintenir (risque inondation ou explosion interne) y compris en situation de MDTE, de perte totale de la source froide principale et du cumul MDTE + perte totale de la source froide principale. Cela concerne les équipements situés sur la plate-forme, comme les bâches, les tuyauteries, le parc à gaz.

L'analyse de l'implantation et de l'environnement des cibles potentielles permet de statuer sur la nécessité de protections.

Au titre du référentiel des exigences de sûreté de protection contre les projectiles générés par les vents extrêmes, les matériels situés à l'intérieur des bâtiments sont réputés protégés des projectiles. En effet l'énergie des projectiles susceptibles d'être générés par des tempêtes présentant des vents maximaux de l'ordre de 216 km/h (valeur retenue pour le dimensionnement de Flamanville 3) n'est pas suffisante pour

endommager les structures ou ouvrages de génie civil remplissant ou contenant une fonction de sûreté.

En l'état actuel de l'avancement des études détaillées, EDF a identifié les cibles potentielles suivantes :

Pour l'Ilot Nucléaire :

- Les échappements des Diesels en toiture des bâtiments diesels
- Les silencieux VDA en toiture des bâtiments électriques

Pour l'Ilot Conventionnel :

- DVP : aérocondenseurs, grilles de ventilation HP et HC
- Vanne pelle sur la diversification SRU
- Cadre H2 / risque explosion H2

Si les analyses actuellement menées montrent la nécessité de dispositions de protection vis-à-vis des projectiles générés par le vent extrême, ces dispositions seront mises en œuvre pour la mise en service de l'EPR de Flamanville 3.

En ce qui concerne la protection des matériels nécessaires en situations de perte d'alimentation électrique, de perte de source froide et d'accidents graves, les matériels classés F1 ou F2 installés en extérieur des bâtiments sont déjà identifiés ci-dessus dans le cadre des vérifications en cours sur la tenue aux projectiles générés par le vent extrême.

Au stade de l'analyse de sûreté, EDF n'identifie pas de risque d'effet falaise associé aux impacts des projectiles sur les matériels nécessaires en situations de perte d'alimentation électrique, de perte de source froide et d'accidents graves.

4.1.2.3 Grêle

La grêle, qui accompagne parfois les orages violents pouvant engendrer des inondations, n'a pas été retenue au dimensionnement des tranches car c'est un phénomène météorologique relativement rare et localisé. La majorité des matériels importants pour la sûreté est située à l'intérieur des bâtiments, ce qui les protège du risque de détérioration par la grêle. Concernant la robustesse des bâtiments à l'effet de la grêle, l'impact maximal pourrait être des pincements du bardage sans le traverser. Aucun incident lié à une averse de grêle n'a d'ailleurs été constaté sur les tranches en exploitation.

Les cibles identifiées vis-à-vis de la grêle sont majoritairement celles déjà mentionnées pour les effets indirects du vent (§4.1.2.2). Les tuyauteries, les bâches et les aéroréfrigérants des diesels sont jugés résistants à l'impact de la grêle. Le risque d'obturation des réseaux d'évacuation des eaux pluviales par la grêle est traité au chapitre 3 « Inondation » de ce rapport (Cf §3.2.3.2.3).

4.1.2.4 Foudre

4.1.2.4.1 Règles de dimensionnement et protection des installations

La foudre est un phénomène climatique, dont la fréquence d'occurrence, importante par rapport à celle des agressions externes, est de l'ordre de grandeur des conditions de fonctionnement de catégorie 2 (PCC 2).

Sur le palier EPR, la foudre a été prise en compte dès la conception comme une agression climatique externe au titre de la sûreté.

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.

Ainsi :

- Les équipements classés F1 ou F2 sont protégés contre la foudre ;
- Les ouvrages de génie civil classés C1 conservent leur fonction de confinement en cas d'impact foudre.

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.

	Caractéristiques de la foudre	Niveau I de protection
Premier coup de foudre	Valeur du courant de crête	200kA
	Temps de montée	10µs
	Temps à 50% de charge	350µs
	Charge de l'impulsion	100C
	Énergie spécifique W/R	10MJ/Ω
Coup de foudre subséquent	Premier pic arc en retour	50kA
	Temps de montée T1	0.25µs
	Temps à 50% T2	100µs
	dI/dt moyen avec I _{max}	200kA/µs
Coup de foudre de longue durée	Charge maximale	200C
	Durée T	500ms

La plage de fréquence de l'agresseur foudre est comprise entre 0 et 1MHz.

Un lien de dépendance est envisagé pour l'agression foudre avec l'incendie, l'explosion interne et les pluies de forte intensité (orage).

4.1.2.4.2 Effets falaises éventuels

L'EPR Flamanville 3 est conçu, vis-à-vis de l'agression Foudre, conformément au « Référentiel de sûreté foudre applicable à l'EPR ».

Les risques associés à la foudre sont liés :

1. Aux effets directs : l'impact foudre est alors situé directement sur la structure du bâtiment.

Pour se protéger des effets directs, les bâtiments et structures de l'EPR Flamanville 3 présentent une protection minimale de niveau II au sens de la norme NF EN 62 305-1

ou de la NFC 17-100 contre les effets directs d'un foudroiement. Leur protection est réalisée par une cage maillée.

Les matériels classés F1 ou F2 installés en extérieur des bâtiments sont identifiés et bénéficient d'une protection satisfaisante contre les effets directs de la foudre.

2. Aux effets indirects de la foudre : ceux-ci se traduisent par la création de surtensions, par conduction ou par rayonnement, susceptibles de perturber le fonctionnement des équipements sensibles.

La protection des installations contre les effets indirects de la foudre est assurée conformément aux règles de l'art de la protection des installations et équipements sensibles contre les effets indirects des perturbations électromagnétiques hautes fréquences déclinées dans la CEI 61000-5-2.

La protection contre les perturbations rayonnées est assurée par :

- La subdivision du courant de foudre dans la cage maillée ;
- Des cages maillées dédiées pour les locaux abritant des équipements F1 ou F2 sensibles aux rayonnements électromagnétiques ;
- L'accroissement de l'équipotentialité des locaux abritant des équipements sensibles par interconnexion des masses métalliques ;
- Le blindage des enveloppes métalliques et des câbles sensibles ;
- L'utilisation de signaux en mode différentiels ;
- La mise à la masse des armures, écrans et blindages aux deux extrémités ;
- La réduction des boucles de masse (conducteurs d'accompagnement, plan masse, continuité des chemins de câbles, etc...) ;
- L'usage d'un régime de neutre TN-S sur le réseau alternatif basse tension.

La protection contre les perturbations induites ou conduites est assurée par :

- La mise à la terre des services « entrant » dans les bâtiments ;
- La mise en place, si nécessaire, de parafoudres ;
- Un réseau de masse maillé, unique et interconnecté avec le réseau de terre ;
- L'équipotentialité du site (voir § précédent) ;
- La séparation physique des câbles sensibles et des câbles perturbateurs ;
- La séparation galvanique entre les différentes sources d'énergie et entre les circuits classés et non classés.

Par ailleurs, les équipements F1 ou F2, sensibles aux effets indirects de la foudre, disposent d'un niveau d'immunité aux perturbations électromagnétique conforme au chapitre D5000 du RCC-E (version 2005).

Enfin, afin de garantir la pérennité dans le temps de la protection des matériels classés vis-à-vis de l'agression foudre, les dispositifs de protection contre la foudre dont la durée de vie est limitée par rapport à la durée de vie de la tranche et dépendante des sollicitations liées à la foudre sont classés F2.

L'analyse du retour d'expérience révèle l'occurrence de coups de foudre allant jusqu'à des intensités de 454kA (Chooz en avril 2011). La cage maillée des bâtiments s'avère suffisamment robuste pour protéger les matériels installés en son sein contre de tels coups de foudre. Une étude dédiée sera menée pour évaluer les conséquences d'un coup de foudre supérieur à 200kA pour les équipements installés hors cage maillée.

L'ensemble de ces dispositions de protection contre les effets directs et indirects de la foudre conduit à un niveau de protection de l'EPR Flamanville 3 satisfaisant vis-à-vis du risque foudre.

4.1.3 DISPOSITIONS POUVANT ETRE ENVISAGEES POUR RENFORCER LA ROBUSTESSE DE L'INSTALLATION

Au-delà du référentiel et pour se prémunir de tout effet falaise, les matériels supplémentaires qui pourraient être mis en œuvre pour gérer des situations postulées dans le cadre des évaluations complémentaires de sûreté post-Fukushima seront dimensionnés ou protégés vis-à-vis des conditions climatiques extrêmes.

4.2 SEISME DEPASSANT LE NIVEAU POUR LEQUEL L'INSTALLATION OU CERTAINS OUVRAGES SONT DIMENSIONNES ET INONDATIONS INDUITES DEPASSANT LE NIVEAU D'EAU POUR LEQUEL L'INSTALLATION EST DIMENSIONNEE

Voir § 4.2. de la partie Flamanville 1-2 du rapport.

4.2.1 IDENTIFICATION DES « EFFETS FALAISE » REDOUTES

Compte tenu du positionnement géographique des ouvrages concernés et du calage des différentes plate-formes, l'effet redouté sera l'arrivée d'une lame 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 au § 3.2.3.2 de la partie « CNPE de Flamanville 3 » du rapport.

4.2.2 VRAISEMBLANCE DES SCENARIOS CONDUISANT AUX « EFFETS FALAISES »

Voir § 4.2.2. de la partie « CNPE de Flamanville 1-2 » du rapport. Il n'y a pas de bâches supplémentaires propres au CNPE de Flamanville 3.

4.2.2.1 Mesures complémentaires de protection envisagées

EDF considère que les dispositions complémentaires relatives au thème inondation communes avec le CNPE de Flamanville 1-2 ainsi que les mesures, rappelées au § 3.2.4.2 de la partie Flamanville 3 du rapport, à savoir :

- Amélioration de l'étanchéité de la dalle 0m en station de pompage et au niveau de l'ouvrage de rejet,
- Mesures de protection contre l'inondation des diesels SBO et des batteries 12h

seront de nature à accroître significativement la robustesse des installations vis-à-vis du risque d'inondation induite par un séisme au delà du dimensionnement.

RECS du CNPE de FLAMANVILLE 3

Chapitre 5 PERTE DES ALIMENTATIONS ELECTRIQUES - PERTE DES SYSTEMES DE REFROIDISSEMENT

SOMMAIRE

5.1	POUR LES REACTEURS ELECTRONUCLEAIRES	6
5.1.1	INCIDENT DE DIMENSIONNEMENT - PERTE TOTALE DES ALIMENTATIONS ELECTRIQUES EXTERNES.....	7
5.1.1.1	DISPOSITIONS DE CONCEPTION TENANT COMPTE DE CETTE SITUATION, MOYENS DE SECOURS PREVUS ET LEURS CONDITIONS DE MISE EN ŒUVRE	8
5.1.1.2	AUTONOMIE DES ALIMENTATIONS ELECTRIQUES INTERNES	9
5.1.1.3	DISPOSITIONS PRISES POUR PROLONGER LA DUREE D'UTILISATION DES ALIMENTATIONS ELECTRIQUES INTERNES	10
5.1.1.4	DISPOSITIONS POUVANT ETRE ENVISAGEES POUR RENFORCER LA ROBUSTESSE DE L'INSTALLATION	11
5.1.2	PERTE TOTALE DES ALIMENTATIONS ELECTRIQUES EXTERNES ET DES ALIMENTATIONS INTERNES DE SECOURS.....	11
5.1.2.1	PERTE DES ALIMENTATIONS ELECTRIQUES EXTERNES ET PERTE DES ALIMENTATIONS DE SECOURS INTERNES.....	11
5.1.2.2	PERTE DES ALIMENTATIONS ELECTRIQUES EXTERNES ET DE TOUTE AUTRE SOURCE DE SECOURS ELECTRIQUE ACTUELLEMENT PREVUE.....	15
5.1.3	PERTE DU SYSTEME DE REFROIDISSEMENT ULTIME	17
5.1.3.1	DISPOSITIONS DE CONCEPTION DESTINEES A EMPECHER LA PERTE DE LA SOURCE FROIDE	17
5.1.3.2	PERTE DE LA SOURCE FROIDE PRINCIPALE (ACCES A L'EAU DE LA MER).....	19
5.1.3.3	PERTE DE LA SOURCE FROIDE « PRINCIPALE » ET DE LA SOURCE FROIDE ALTERNATIVE	22
5.1.4	PERTE DE LA SOURCE FROIDE PRINCIPALE CUMULEE AVEC LA PERTE TOTALE DES ALIMENTATIONS ELECTRIQUES EXTERNES ET DES ALIMENTATIONS INTERNES DE SECOURS.....	22
5.1.4.1	AUTONOMIE DU SITE AVANT DEBUT EVENTUEL D'ENDOMMAGEMENT DU COMBUSTIBLE	22
5.1.4.2	ACTIONS (EXTERIEURES) PREVUES POUR PREVENIR LA DEGRADATION DU COMBUSTIBLE	23
5.1.4.3	DISPOSITIONS POUVANT ETRE ENVISAGEES POUR RENFORCER LA ROBUSTESSE DE L'INSTALLATION	23
5.2	POUR LES PISCINES COMBUSTIBLE (BK).....	24
5.2.1	GENERALITES.....	24
5.2.1.1	INTRODUCTION	24

5.2.1.2	PRESENTATION DES HYPOTHESES COMMUNES AUX DIFFERENTES SITUATIONS PRESENTEES	26
5.2.2	INCIDENT DE DIMENSIONNEMENT - PERTE TOTALE DES ALIMENTATIONS ELECTRIQUES EXTERNES.....	27
5.2.2.1	DISPOSITIONS DE CONCEPTION TENANT COMPTE DE CETTE SITUATION	27
5.2.2.2	MOYENS DE SECOURS PREVUS ET LEURS CONDITIONS DE MISE EN ŒUVRE.....	27
5.2.2.3	DISPOSITIONS POUVANT ETRE ENVISAGEES POUR RENFORCER LA ROBUSTESSE DE L'INSTALLATION	28
5.2.3	PERTE DES ALIMENTATIONS ELECTRIQUES EXTERNES ET DES ALIMENTATIONS INTERNES DE SECOURS.....	28
5.2.3.1	PERTE DES ALIMENTATIONS ELECTRIQUES EXTERNES ET PERTE DES ALIMENTATIONS DE SECOURS INTERNES.....	28
5.2.3.2	PERTE DES ALIMENTATIONS ELECTRIQUES EXTERNES ET DE TOUTE AUTRE SOURCE DE SECOURS ELECTRIQUE ACTUELLEMENT PREVUE.....	31
5.2.4	PERTE DU SYSTEME DE REFROIDISSEMENT ULTIME	32
5.2.4.1	AUTONOMIE AVANT LE DECOUVREMENT DE L'ASSEMBLAGE COMBUSTIBLE	33
5.2.4.2	ACTIONS EXTERIEURES PREVUES POUR PREVENIR CET ACCIDENT	34
5.2.4.3	DISPOSITIONS POUVANT ETRE ENVISAGEES POUR RENFORCER LA ROBUSTESSE DE L'INSTALLATION	34
5.2.5	PERTE DU SYSTEME DE REFROIDISSEMENT PRINCIPAL, CUMULEE AVEC LA PERTE DES ALIMENTATIONS ELECTRIQUES EXTERNES ET DES ALIMENTATIONS INTERNES DE SECOURS.....	34
5.2.5.1	AUTONOMIE AVANT LE DECOUVREMENT DES ASSEMBLAGES COMBUSTIBLE.....	34
5.2.5.2	ACTIONS EXTERIEURES PREVUES POUR PREVENIR CET ACCIDENT	35
5.2.5.3	DISPOSITIONS POUVANT ETRE ENVISAGEES POUR RENFORCER LA ROBUSTESSE DE L'INSTALLATION	35
5.2.6	CAS DE L'ASSEMBLAGE EN COURS DE MANUTENTION	35

PRESENTATION DE LA DISTRIBUTION ELECTRIQUE D'UN REACTEUR ELECTRONUCLEAIRE EPR

(Voir figure 5-1 suivante)

Le rôle de la distribution électrique est d'alimenter les équipements auxiliaires nécessaires au fonctionnement de la tranche (fonctionnement normal, incidentel et accidentel) sous une tension et fréquence dont les variations respectent les limites statiques et dynamiques admissibles dans tous les modes de fonctionnement et les transitoires correspondants. Afin de répondre aux exigences de sûreté, les équipements auxiliaires de tranche peuvent être alimentés électriquement par plusieurs sources différentes (une seule nécessaire et utilisée à un instant donné) :

- deux alimentations électriques externes dédiées au CNPE de Flamanville 3 (réseau électrique principal via les transformateurs de soutirage, réseau électrique auxiliaire via le transformateur auxiliaire),
- l'alimentation de secours dédiée au CNPE de Flamanville 3 (quatre générateurs Diesel principaux),
- l'alimentation d'ultime secours dédiée au CNPE de Flamanville 3 (deux générateurs Diesel d'ultime secours).

Cette grande redondance et diversification des sources électriques répond à la logique de défense en profondeur qui structure toute la démarche de la sûreté nucléaire. Dans le cas présent, cette logique se traduit par la mise en œuvre des lignes de défense successives suivantes :

- en cas de fonctionnement normal du réseau électrique externe principal, le réacteur utilise cette source,
- sur certains cas de défaillance du réseau électrique externe principal, si le réacteur (appelé aussi « tranche ») est en puissance, il tente automatiquement un passage en îlotage (la tranche produit de manière autonome par son propre Groupe Turboalternateur GTA l'électricité dont elle a besoin),
- en cas d'échec de l'îlotage, ou d'impossibilité de le réaliser, la tranche initie un basculement du réseau électrique externe principal vers le réseau externe auxiliaire (Basculement automatique TS/TA). Un arrêt automatique du réacteur intervient alors s'il était préalablement en puissance,
- en cas d'échec du basculement, la tranche se trouve en situation de perte totale des alimentations électriques externes. Dans ce cas, l'alimentation électrique de la tranche est assurée par les générateurs Diesel principaux,
- en cas de perte cumulée des deux sources externes et des quatre générateurs Diesel principaux, l'alimentation électrique peut encore être assurée par les deux générateurs Diesel d'ultime secours.

Certains systèmes importants pour la sûreté de l'installation (le contrôle-commande, la tension de commande des tableaux électriques et tous les consommateurs devant rester en permanence sous tension notamment pendant le démarrage des générateurs diesels) disposent en plus d'une alimentation électrique sur batteries.

En cas de perte des sources externes et des six générateurs Diesel, l'alimentation électrique est assurée par des batteries dédiées à cette situation.

Ces différentes sources (hormis les batteries) sont illustrées dans la figure 5.1.

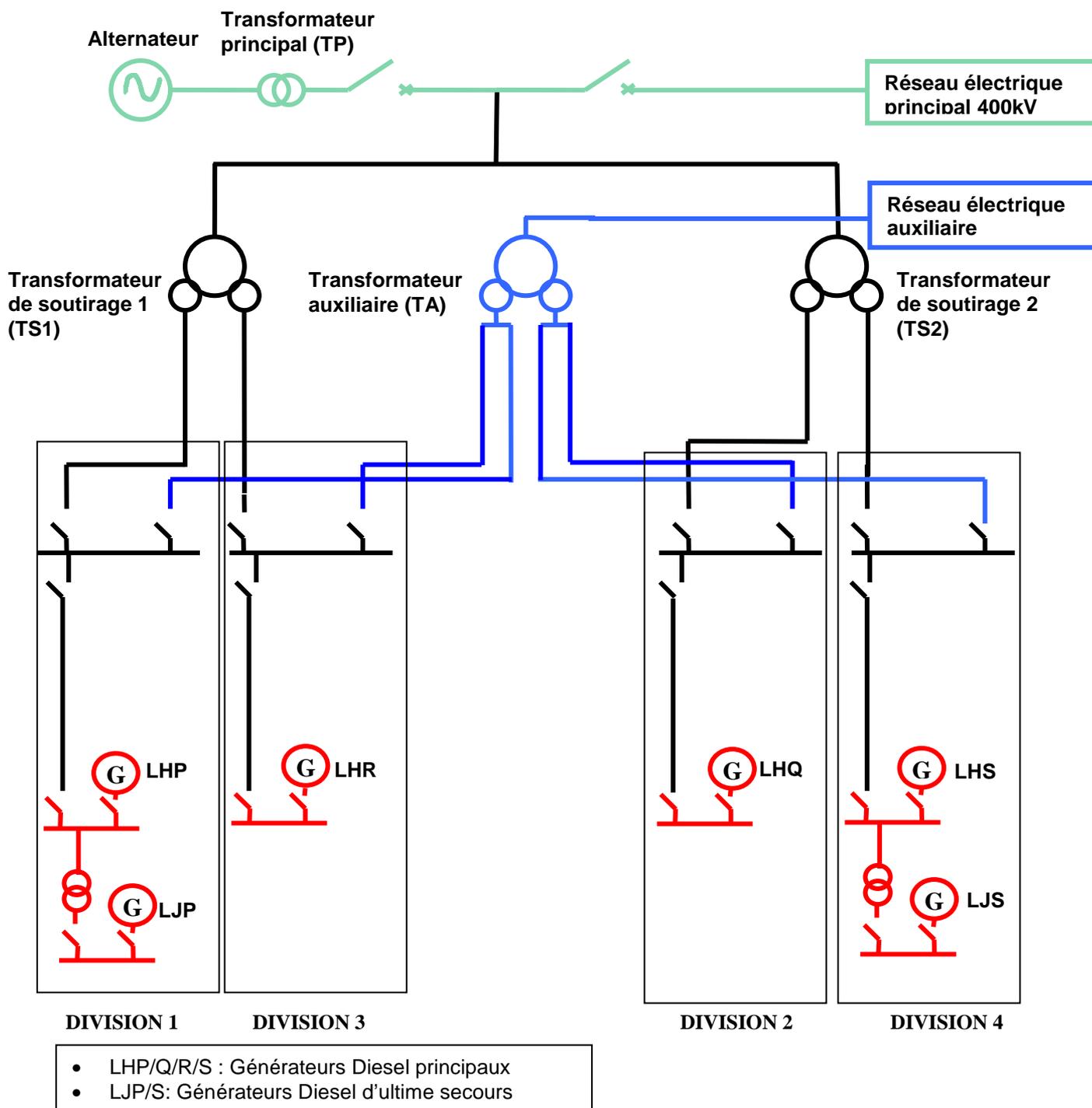


Figure 5.1 - Schéma de principe des sources d'alimentation de la distribution électrique

PERTE DES ALIMENTATIONS ELECTRIQUES ET DES SYSTEMES DE REFROIDISSEMENT

La perte successive des différentes sources électriques est prise en compte dans les paragraphes qui suivent pour la partie « réacteur électronucléaire » ainsi que pour la partie « piscine de stockage du combustible ».

La source froide sert à évacuer la chaleur résiduelle du réacteur et de la piscine de stockage du combustible. Elle est constituée de deux systèmes :

- le SEC constitué de quatre voies séparées redondantes
- le SRU constitué de deux voies séparées redondantes (hormis pour le refroidissement ultime de la piscine de stockage du combustible via la troisième file PTR qui n'est présent que sur la voie 1 – cf. : §5.2).

Ces systèmes sont décrits dans le paragraphe 5.1.3. Pour le CNPE de Flamanville 3, la source froide est la mer. Les conséquences d'une éventuelle perte successive de ces systèmes de refroidissement sont considérées dans les paragraphes ci-après pour la partie « réacteur électronucléaire » ainsi que pour la partie « piscine de stockage du combustible ».

A titre d'illustration l'**Annexe « Arbres d'Evènements »** présente pour le cœur, comme pour la piscine de désactivation du combustible, les arbres d'évènements associés au cas de situation de cumul de perte totale des sources électriques externes, de perte des sources électriques internes de secours et de perte totale de la source froide en considérant le cumul, sans considération de plausibilité, d'un séisme et malgré toutes les dispositions prises à la conception et en exploitation sur ces matériels.

5.1 POUR LES REACTEURS ELECTRONUCLEAIRES

PRINCIPES DE FONCTIONNEMENT GENERAL

En fonctionnement normal, la puissance thermique du cœur est transmise aux turbines entraînant l'alternateur sous forme de vapeur d'eau produite par les générateurs de vapeur. Ces derniers sont alimentés en eau (issue du condenseur en sortie des turbines) par le circuit ARE.

En fonctionnement normal, dans certains états de tranche réacteur à l'arrêt, les conditions de pression et température ne permettent plus d'avoir des générateurs de vapeur efficaces. Dans ces conditions, la puissance résiduelle du cœur est évacuée par le circuit de réfrigération du primaire à l'arrêt (RIS-RA), lui-même refroidi par les circuits de réfrigération intermédiaire (RRI) eux-mêmes refroidis par l'eau brute de secours (SEC).

Dans certaines conditions de fonctionnement incidentel ou accidentel, l'alimentation des générateurs de vapeur est réalisée par le circuit ASG, circuit de secours dédié, en lieu et place du circuit ARE. L'eau alimentaire de secours des générateurs de vapeur provient alors des réservoirs de stockage ASG, qui peuvent être réalimentées à partir des réservoirs JAC ; cette eau alimentaire est injectée dans les générateurs de vapeur par le biais des motopompes électriques ASG.

Le circuit RCV, directement connecté au circuit primaire, permet le contrôle volumétrique et chimique de ce dernier. Il est associé au circuit REA assurant les fonctions d'appoint en eau et en bore. Dans certaines conditions de fonctionnement incidentel ou accidentel, la borication

du circuit primaire peut être réalisé par l'utilisation des pompes RBS (système de borication de sûreté) alimentée par le stockage d'eau borée des réservoirs RBS.

En plus de sa fonction de refroidissement à l'arrêt (RIS-RA), le système RIS permet d'injecter de l'eau borée dans le circuit primaire, puisée dans l'IRWST, assurant ainsi le contrôle de la réactivité du cœur et l'inventaire en eau dans le circuit primaire.

Le système EVU est un moyen ultime de mitigation conçu pour limiter la pression dans l'enceinte de confinement et pour assurer l'extraction de chaleur de l'enceinte de confinement et de l'IRWST dans des conditions de fonctionnement accidentel lorsque les systèmes RRI/SEC sont inopérants ou en cas d'accident grave. Le système EVU est refroidi par les circuits du système SRU (source froide ultime).

L'IRWST est un réservoir contenant une grande quantité d'eau borée. Il collecte l'eau qui peut être déchargée à l'intérieur de l'enceinte de confinement en cas d'accident. L'IRWST joue le rôle de réserve d'eau des pompes RIS, EVU et, éventuellement, RCV et assure le noyage et le refroidissement de la zone d'étalement du corium en cas d'accident grave.

PERTE DES ALIMENTATIONS ELECTRIQUES ET DES SYSTEMES DE REFROIDISSEMENT POUR LES REACTEURS

Les paragraphes 5.1.1 et 5.1.2 décrivent les situations de perte progressive des alimentations électriques externes, internes de secours et de toute autre source de secours. Le paragraphe 5.1.3 présente ensuite la situation de perte du système de refroidissement. Le paragraphe 5.1.4 aborde le cumul déterministe des situations de perte des alimentations électriques externes et internes de secours et de perte de la source froide principale.

5.1.1 INCIDENT DE DIMENSIONNEMENT - PERTE TOTALE DES ALIMENTATIONS ELECTRIQUES EXTERNES

Description de l'incident

La perte totale des alimentations électriques externes est une condition de fonctionnement du domaine de dimensionnement du référentiel de sûreté. Cette situation suppose la perte du réseau principal externe, l'échec de l'ilotage (production d'électricité par le GTA de la centrale) et la perte du réseau auxiliaire externe.

L'incident décrit ci-dessous est considéré sur la tranche 3 du site.

Dans cette situation de pertes successives de différents réseaux électriques, la tranche est alimentée par les quatre générateurs diesel principaux. Ces générateurs démarrent automatiquement en cas de perte simultanée des réseaux principaux et auxiliaires ou de baisse de tension significative sur les tableaux électriques secourus. Un générateur Diesel peut être indisponible du fait de la maintenance préventive autorisée. Il convient également de noter que, dans l'étude d'accident du Rapport de Sûreté, un autre générateur Diesel principal est considéré défaillant, par hypothèse.

Suite à la perte des alimentations électriques externes de la tranche, le réacteur s'arrête automatiquement. Les barres de contrôle chutent par gravité permettant de stopper la réaction de fission nucléaire. Le contrôle de la réactivité est ainsi assuré.

Néanmoins, le cœur du réacteur continue à dégager de la chaleur, appelée puissance résiduelle. Elle doit être extraite du cœur pour empêcher sa montée en température, puis à terme son endommagement.

Suite à la perte totale des alimentations électriques externes, les pompes primaires (GMPP) ne sont plus alimentées, n'étant pas secourues par les diesels. Le débit primaire décroît donc

rapidement. Après l'arrêt complet des pompes primaires, une circulation naturelle en thermosiphon (prévue à la conception) 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 automatique du réacteur entraîne le déclenchement turbine et la fermeture des vannes d'admission 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 grâce à la circulation d'eau qui est ensuite rejetée à l'atmosphère par l'ouverture des vannes de décharge à l'atmosphère (VDA).

5.1.1.1 Dispositions de conception tenant compte de cette situation, moyens de secours prévus et leurs conditions de mise en œuvre

Protections Automatiques

La protection du réacteur est assurée :

- par l'arrêt automatique du réacteur sur signal de bas débit du circuit primaire ou sur basse vitesse de rotation des pompes primaires,
- par les signaux faisant intervenir les niveaux des générateurs de vapeur, caractéristiques de la perte d'eau alimentaire normale et n'apparaissant qu'après les précédents signaux. Ils conduisent au démarrage des motopompes ASG pour alimenter en eau de secours les générateurs de vapeur. Lorsque les alimentations électriques externes sont perdues, la sauvegarde du réacteur est donc assurée par les motopompes, alimentées par les générateurs Diesel principaux,
- par le signal de « Haute Pression secondaire » pour l'ouverture des vannes d'isolement du VDA.

Scénario de l'incident et conduite du réacteur

A la suite de ces protections automatiques, intervient la conduite du réacteur effectuée par l'équipe de conduite en quart pour ramener le réacteur en état sûr -(maintien du refroidissement par les générateurs de vapeur ou repli sur le circuit de refroidissement à l'arrêt (circuit RIS-RA)).

Suite au démarrage des générateurs Diesel principaux, l'équipe de conduite dispose alors de sources électriques qui vont lui permettre de ramener la tranche à l'état sûr.

Les actions réalisées par l'équipe de conduite consistent à refroidir le primaire par l'intermédiaire des générateurs de vapeur en agissant sur les vannes de décharge à l'atmosphère (VDA). En parallèle, l'équipe de conduite procède à un appoint au primaire en eau et en bore (substance chimique absorbant les neutrons) au fil du refroidissement du fait de la dépressurisation. Il dépressurise le primaire à l'aide de l'aspersion auxiliaire du pressuriseur ou par une ouverture contrôlée des soupapes du pressuriseur si l'aspersion auxiliaire est indisponible.

L'objectif de ces actions est d'atteindre des conditions de température et pression compatibles avec la mise en service du RIS-RA, en tant que source froide privilégiée sur le long terme. Ces conditions sont atteintes dans des délais de l'ordre de 8 heures.

Si le réacteur était initialement à l'arrêt et refroidi par le circuit de refroidissement utilisé à l'arrêt (RIS-RA), la stratégie est de se maintenir dans cet état.

Le retour d'une ligne électrique externe (principale ou auxiliaire) permet de mettre fin à la situation de perte totale des alimentations électriques externes et permet de terminer le fonctionnement sur les générateurs Diesel principaux. Au retour de la source externe principale, la situation retrouvée correspond à une situation de fonctionnement normal.

Extension à toutes les tranches du site du scénario de perte totale des alimentations électriques externe

L'extension de l'incident à l'ensemble du site ne modifie pas le scénario présenté précédemment. En effet, la conduite de la tranche 3 ne nécessite pas de matériel commun avec les deux autres tranches.

5.1.1.2 Autonomie des alimentations électriques internes

Dans ce paragraphe, sont présentées les autonomies des moyens de secours utilisés dans les scénarios de perte totale des alimentations électriques externes. Le cas enveloppe considéré dans la conception de l'EPR FA3 est une situation de perte totale des alimentations électriques externes issue d'un séisme et d'une durée de 15 jours.

Autonomie en fioul

Pour l'ensemble des cas envisagés, en tenant compte de l'énergie à fournir en situation de perte des alimentations électriques externes ainsi que de la consommation en fonction de la charge, l'autonomie initiale sans réapprovisionnement des groupes électrogènes diesels est garantie par les réserves requises sur site et vaut 3 jours minimum par groupe électrogène dans le cas le plus défavorable en termes de charge.

Pour couvrir le scénario d'une durée de 15 jours envisagé dans les études de sûreté, des modalités de réapprovisionnement en fioul sont prévues au titre d'un contrat national qui prévoit un délai de réapprovisionnement de 24h en urgence et de 3 jours en situation normale.

Les réserves stratégiques de fioul sont propres à EDF. En outre, les groupes électrogènes de secours peuvent être alimentés indifféremment au FOD EDF (Fuel Oil Domestic) en provenance du Havre ou au FOD classique ou fioul routier en provenance de la raffinerie la plus proche. Cette caractéristique sécurise l'alimentation des groupes électrogènes de secours et donc leur autonomie.

Le ravitaillement en fioul est réalisable sans arrêter le générateur Diesel.

Autonomie en huile

Les réserves initiales en huile assurent une autonomie d'au moins 10 jours. Pour assurer une autonomie de 15 jours, un réapprovisionnement en huile peut donc être nécessaire et est réalisable lorsque le générateur Diesel est en fonctionnement.

Autonomie en eau

Les réserves initiales en eau de refroidissement assurent une autonomie d'au moins 11 jours pour l'eau Haute Température et 22 jours pour l'eau Basse Température. Pour assurer une autonomie de 15 jours, un réapprovisionnement en eau peut donc être nécessaire et est réalisable lorsque le générateur Diesel est en fonctionnement.

Autonomie en air

Les diesels bénéficient d'un refroidissement Air-Eau autonome.

Chaque diesel dispose d'une réserve d'air de lancement nécessaire à son démarrage. En cas de perte totale des alimentations électriques externes, les réserves permettent d'assurer au moins 10 démarrages par Diesel.

5.1.1.3 Dispositions prises pour prolonger la durée d'utilisation des alimentations électriques internes

Dans ce paragraphe, sont traitées les dispositions prises pour prolonger la durée d'utilisation des générateurs Diesel principaux.

5.1.1.3.1 Dispositions de conception et d'exploitation

La fiabilisation du fonctionnement long terme des générateurs Diesel principaux se traduit par une gestion différente de leur protection. Il s'agit de limiter les conséquences d'une éventuelle défaillance, susceptible d'entraîner la dégradation du groupe, en le déclenchant préventivement. Les pannes de longues durées peuvent ainsi être évitées par l'intermédiaire d'arrêts courts pour intervention. L'arrêt ou le déclenchement préventif d'un groupe apparaissent préférables à sa dégradation.

Plus précisément, au début d'un scénario de perte des alimentations électriques externes, les générateurs Diesel principaux sont protégés par un nombre limité de protections. Dans un second temps, la fiabilisation d'un fonctionnement à long terme repose sur l'activation de protections complémentaires associées à des événements pouvant conduire à un risque important de ruine rapide du générateur Diesel alors qu'ils peuvent être résolus en un temps de réparation court.

Dans des situations thermohydrauliques sûres (état de repli atteint), l'arrêt d'un générateur Diesel pendant une courte durée n'a pas d'incidence sur la sûreté de la tranche compte tenu de la redondance des générateurs Diesels.

5.1.1.3.2 Dispositions d'organisation

5.1.1.3.2.1 Généralités sur l'organisation

Les procédures de conduite permettant de guider l'équipe de conduite en quart en situation accidentelle sont disponibles sur le site dans la salle de commande du réacteur.

L'organisation de gestion des événements techniques s'appuie sur différents niveaux de mobilisation selon la nature des événements.

Le premier niveau est composé du personnel présent sur site (en heures ouvrables) ou d'astreinte (heures non ouvrables) qui intervient à la demande de l'équipe de conduite.

Le deuxième niveau fait appel à une assistance technique nationale qui mobilise des ressources d'expertise et d'analyse supplémentaires.

Enfin, le troisième niveau est le Plan d'Urgence Interne, (PUI) obligation réglementaire dont l'objectif est de couvrir les situations présentant un risque notable pour la sûreté des installations, ou pour l'environnement.

La Perte Totale des Alimentations Electriques Externes ne nécessite pas la mise en œuvre du troisième niveau (PUI) et très rarement celle du second niveau d'organisation.

La décision de mobiliser le deuxième niveau de gestion des événements techniques est prise par l'Astreinte Direction du CNPE en concertation avec l'astreinte nationale, sur demande du Chef d'Exploitation, responsable de la sûreté de l'installation en temps réel, présent en permanence sur le site en tant que responsable hiérarchique de l'équipe de conduite.

Pour plus d'informations sur l'organisation de crise, se reporter à l'annexe dédiée sur l'Organisation de crise EDF.

5.1.1.3.2.2 Dispositions organisationnelles

Les différentes lignes de défense sont testées périodiquement (cf. schéma des distributions électriques). Des dispositions organisationnelles sont cependant en place pour faire face à un échec dans leur mobilisation.

Le Chef d'Exploitation et son équipe sont régulièrement entraînés à la mise en œuvre du processus décisionnel permettant de mobiliser le deuxième niveau de gestion des événements techniques lors de leur maintien de compétences sur simulateur de conduite pleine échelle.

5.1.1.4 Dispositions pouvant être envisagées pour renforcer la robustesse de l'installation

5.1.1.4.1 Dispositions de conception et d'exploitation

Avec la conception actuelle, l'EPR Flamanville 3 peut faire face à la perte des alimentations électriques externes pendant plus de 3 jours. Au-delà, et sans action extérieure pour le ravitaillement en fioul, les générateurs Diesel d'ultime secours (voir paragraphe 5.1.2.1) permettent de disposer d'une alimentation supplémentaire d'au moins 24 heures.

En réalisant l'approvisionnement en fluide, la tranche peut être maintenue pendant au moins 15 jours dans un état sûr.

La conception actuelle de l'installation est donc suffisante pour la gestion de la situation de perte des alimentations électriques externes.

5.1.1.4.2 Dispositions d'organisation

Les dispositions existantes permettent de conduire la tranche jusqu'à un état sûr et de s'y maintenir pendant au moins 15 jours, ce qui est considéré comme suffisant pour rétablir les alimentations électriques externes. Il n'y a donc pas de disposition complémentaire à envisager.

5.1.2 PERTE TOTALE DES ALIMENTATIONS ELECTRIQUES EXTERNES ET DES ALIMENTATIONS INTERNES DE SECOURS

5.1.2.1 Perte des alimentations électriques externes et perte des alimentations de secours internes

Description de l'incident

La situation de perte des alimentations électriques externes et la perte des quatre générateurs Diesel principaux est une condition de fonctionnement du domaine de dimensionnement du référentiel de sûreté. La durée considérée avant la restitution des sources électriques est de 24 heures.

L'incident décrit ci-dessous est considéré sur la tranche 3 du site.

La source électrique valorisée dans cette situation sont les deux générateurs Diesel d'ultime secours diversifiés des générateurs Diesel principaux. La diversification des générateurs Diesel repose sur des gammes différentes de matériels, des tensions différentes, un approvisionnement en fioul diversifié et des réservoirs à fioul différents. Le choix de générateur Diesel prend en compte le retour d'expérience du parc. L'EPR bénéficie donc, dès

la conception, de sources électriques redondantes, diversifiées et robustes à des scénarios de perte d'alimentation électrique.

En état A dans cette situation, les grappes de contrôle s'insèrent automatiquement dans le cœur.

Du fait de l'initiateur, les pompes primaires s'arrêtent. La puissance résiduelle est évacuée par thermosiphon (circulation naturelle prévue à la conception).

Le refroidissement de la barrière thermique des pompes du circuit primaire est perdu. De plus, sont perdues les pompes de charge qui assurent en fonctionnement normal l'injection aux joints des pompes du circuit primaire. Le dispositif d'étanchéité à l'arrêt (DEA) des pompes primaires se met automatiquement en place.

Côté secondaire, les générateurs de vapeur ne sont plus alimentés par le système d'eau alimentaire normal (ARE) du fait de l'initiateur. La puissance résiduelle est évacuée par les vannes de décharge à l'atmosphère (VDA).

Moyens de protection

Les dispositions prises permettent de pourvoir aux fonctions suivantes, pendant le délai considéré (24 h) pour la remise à disposition de la tension :

- assurer l'intégrité du circuit primaire et éviter une brèche induite par la perte simultanée de la barrière thermique et de l'injection aux joints des pompes du circuit primaire,
- assurer l'opérabilité et la commande des organes indispensables à la conduite de cette condition de fonctionnement,
- assurer le maintien de certaines informations en salle de commande indispensables à la conduite de cette condition de fonctionnement,
- assurer l'éclairage de la salle de commande,
- assurer, dans les états fermés, l'évacuation de la puissance résiduelle
- assurer, dans les états ouverts, un moyen d'appoint pour compenser le débit de vaporisation et l'évacuation de la puissance résiduelle.

Scénario de l'accident et conduite du réacteur

Le scénario et la conduite diffèrent selon l'état initial de la tranche :

Cas des états A et B

Les deux générateurs Diesel d'ultime secours sont démarrés manuellement depuis la salle de commande. Un générateur Diesel d'ultime secours peut ne pas démarrer car il est en maintenance préventive.

Suite au démarrage des générateurs Diesel d'ultime secours, les batteries 2 heures et 12 heures de l'îlot nucléaire se mettent en charge.

L'intégrité du primaire est assurée par la mise en place du DEA, alimenté par les batteries 2 heures.

L'objectif de la conduite consiste alors à mettre en fonctionnement le système ASG et à réaliser un refroidissement partiel du primaire par les générateurs de vapeur via les vannes de décharge à l'atmosphère (VDA).

Cas de l'état C, primaire fermé

Dans ce cas, la stratégie consiste à laisser s'échauffer le circuit primaire afin de retrouver l'efficacité des générateurs de vapeur et à démarrer le ou les trains ASG disponibles, suivant le nombre de générateurs Diesel d'ultime secours disponibles.

Nota préalable relatif aux états C « primaire entrouvert » et « primaire non pressurisable » et état D : les réacteurs ne sont placés dans ces états que sur des durées limitées. La probabilité d'occurrence associée aux conséquences fonctionnelles décrites ultérieurement pour ces états est donc, de ce fait, extrêmement faible, quels que soient les accidents et cumuls d'accidents envisagés.

Cas de l'état C, primaire entrouvert

Dans ce cas, le circuit primaire est repressurisable. La perte du circuit de refroidissement à l'arrêt (RIS-RA) induite par l'initiateur conduit à une montée en pression du circuit primaire.

Le principe de conduite consiste à refermer les événements du circuit primaire et laisser le primaire monter naturellement en pression et en température pour permettre le refroidissement par les générateurs de vapeur disponibles.

Cas de l'état C, primaire non pressurisable et de l'état D

La conduite consiste à mettre en fonctionnement :

- une file IS-BP en mode injection depuis l'IRWST afin de compenser l'eau perdue par vaporisation.
- Une ou deux files EVU/SRU pour assurer l'évacuation de la puissance résiduelle de l'enceinte.

Extension à toutes les tranches du site du scénario de perte totale des alimentations électriques externes et des alimentations de secours internes

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 avec les deux autres tranches.

5.1.2.1.1 Capacité et autonomie des batteries

Avant le démarrage et le couplage des générateurs Diesel d'ultime secours, les quatre batteries 2 heures et les deux batteries 12 heures sont les sources électriques de l'îlot nucléaire.

Les quatre batteries 2 heures sont connectées chacune dans une division différente. Elles ont une autonomie de 2 heures en fin de vie. Cette autonomie est basée sur la capacité de chaque batterie à fournir un profil de courant prédéfini avec une tension minimale pendant au moins 2 heures. Le respect de cette exigence est vérifié périodiquement. Ces batteries permettent d'alimenter notamment tous les contrôles-commandes installés dans les BAS (notamment celui nécessaire à la conduite du scénario décrit dans ce paragraphe), les IHM et les vannes d'isolement enceinte internes.

Les batteries 12 heures sont décrites dans le paragraphe 5.1.2.2.1.

5.1.2.1.2 Autonomie du site avant début éventuel d'endommagement du combustible

Les systèmes auxiliaires des générateurs Diesel d'ultime secours permettent le fonctionnement de chaque groupe pendant au moins 24 heures à pleine charge. Quel que soit l'état de tranche, en cas de perte des alimentations électriques externes et des quatre générateurs Diesel principaux, l'installation ne présente pas de risque de fusion du cœur et de rejet grâce à l'alimentation électrique des systèmes de sûreté par les générateurs Diesels d'ultime secours pendant les 24 heures de ce scénario conformément à la durée de recouvrement d'une source électrique considérée dans le rapport de sûreté.

5.1.2.1.3 Actions (extérieures) prévues pour prévenir la dégradation du combustible

La remise en service d'une source (Générateur Diesel principal ou source externe) est l'action prévue pour éviter la dégradation du combustible.

Les dispositions d'organisation et d'exploitation décrites dans le §5.1.1.3.2.1 intégreront les ressources nécessaires à la réalisation de cette action.

5.1.2.1.4 Effets falaise et dispositions pouvant être envisagées pour renforcer la robustesse de l'installation

Effet falaise sur l'arrêt des générateurs Diesel d'ultime secours

Quel que soit l'état de tranche, la fin de l'autonomie des générateurs Diesel d'ultime secours constitue un événement essentiel de ce scénario. Le début de l'endommagement du combustible commencerait quelques heures après cet événement.

Pour éviter cet endommagement, il est nécessaire de maintenir en fonctionnement les générateurs Diesel d'ultime secours au-delà de 24 heures en assurant leur approvisionnement en fluide.

Dans le cas où l'approvisionnement en fioul depuis l'extérieur ne serait pas possible, **un moyen mobile de pompage du fioul des réservoirs des générateurs Diesel principaux pour réalimenter les générateurs Diesel d'ultime secours sera mis en œuvre**. Cette disposition permet d'augmenter considérablement la durée de fonctionnement des générateurs Diesels d'ultime secours sans réalimentation externe en fioul.

Le ravitaillement en fioul est réalisable sans arrêter le générateur Diesel.

Ce dispositif sera stocké dans un endroit permettant à la fois de préserver la disponibilité du matériel mais aussi de garantir une mise en œuvre efficace et facilitée.

Si le ravitaillement en fioul est réalisé, il convient de prévoir un ravitaillement en huile au bout de 40 heures environ. Les matériels nécessaires pour remplir le circuit huile sont des dispositifs mobiles mis en place par l'exploitant.

L'appoint en huile est également réalisable lorsque le générateur Diesel est en fonctionnement.

L'organisation de la conduite accidentelle/incidentelle et, le cas échéant, l'organisation de crise couvriront la mise en œuvre de ces dispositions.

Les circuits eau HT et BT sont des circuits fermés sans événements. De ce fait, on considère qu'il n'y a pas de consommation d'eau.

Effet falaise sur l'assèchement des réserves d'eau ASG

Dans les cas où l'état final est caractérisé par un refroidissement assuré par les générateurs de vapeur alimentés par les pompes ASG, les réservoirs ASG sont vides au bout de 2 jours environ si un seul générateur Diesel est en fonctionnement. Leur réalimentation est possible par les pompes de réalimentation ASG qui peuvent être alimentées par les générateurs Diesel d'ultime secours. Avec cette fonction, l'autonomie totale en eau est de plus de 7 jours à partir de l'initiateur. Le début de l'endommagement du combustible commence environ 9 jours après l'initiateur.

Au-delà, **une alimentation en eau douce des réservoirs ASG par les bassins SEA est envisagée.** Un piquage existe sur chaque réservoir ASG pour la réalisation de cette fonction. Le délai de réalisation de cette action est compatible avec les délais d'intervention de la FARN.

Cette disposition permet de disposer d'une réserve d'eau supplémentaire qui augmente considérablement le délai avant le début de l'endommagement combustible.

Extension à toutes les tranches du site du scénario de perte totale des alimentations électriques externe et des alimentations de secours internes

L'extension de l'incident à l'ensemble du site ne modifie pas le scénario présenté précédemment. En effet, la conduite de EPR Flamanville 3 ne nécessite pas de matériel commun avec les tranches 1 et 2 tant que l'appoint est réalisé par l'eau du réservoir JAC.

Lorsque les réservoirs JAC sont vides (7 jours environ après l'initiateur), **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, pourraient être appelées sur demande de l'équipe de crise nationale afin de fournir une autonomie supplémentaire de plusieurs jours.

5.1.2.2 Perte des alimentations électriques externes et de toute autre source de secours électrique actuellement prévue

La situation de perte des alimentations électriques externes cumulée à la perte des quatre générateurs Diesel principaux et des deux générateurs Diesels d'ultime secours est prise en compte dans la conception de l'EPR Flamanville 3. Pour cette situation, un moyen d'alimentation électrique (interne ou externe) est considéré retrouvé 12 heures après l'initiateur.

Dans les quatre divisions, les équipements alimentés par les batteries 2 heures sont disponibles. Dans les divisions 1 et 4, les équipements alimentés par les batteries 12 heures sont disponibles.

5.1.2.2.1 Capacité et autonomie des batteries

Dans cette configuration, les batteries 2 heures et les batteries 12 heures sont les sources électriques de l'îlot nucléaire.

Les batteries 2 heures sont décrites dans le paragraphe 5.1.2.1.1.

Les batteries 12 heures sont connectées aux divisions 1 et 4. Elles ont une autonomie de 12 heures en fin de vie. Cette autonomie est basée sur la capacité de chaque batterie à fournir un profil de courant prédéfini avec une tension minimale pendant au moins 12 heures. Le respect de cette exigence est vérifié périodiquement. Elles permettent d'alimenter notamment le CCAG, le PAG, la filtration 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.

5.1.2.2 Autonomie du site avant endommagement du combustible

Le scénario de perte des alimentations électriques externes cumulée à la perte des quatre générateurs Diesel principaux et des deux générateurs Diesels d'ultime secours est décrit dans le paragraphe 6.2.1.1.2.

Dans ce scénario avec une tranche initialement à 100% Pn, le délai avant l'endommagement du combustible est de quelques heures.

5.1.2.3 Actions (extérieures) prévues pour prévenir la dégradation du combustible

L'EPR bénéficie, dès la conception, de sources électriques redondantes, diversifiées et robustes. Elles ont été présentées dans les paragraphes précédents. Ces dispositions de conception et les actions extérieures associées contribuent directement à la prévention de la dégradation du combustible. Elles rendent le scénario de perte de toutes les sources électriques très hypothétique.

5.1.2.4 Dispositions pouvant être envisagées pour renforcer la robustesse de l'installation

Pour l'identification des dispositions pouvant être envisagées pour renforcer la robustesse de l'installation, la situation analysée diffère du scénario présenté dans le paragraphe 6.2.1.2 par la non récupération d'un moyen d'alimentation électrique 12 heures après l'initiateur. Cette situation va au-delà du référentiel de sûreté de l'EPR Flamanville 3 : les éléments présentés dans la suite du paragraphe constituent donc une étude réalisée dans le cadre spécifique des évaluations complémentaires de sûreté consécutives à l'accident de Fukushima.

Effet falaise sur la fin d'autonomie des batteries 12 heures

Dans ce scénario (cf. : §6.2.1.2), un effet falaise à 12 heures est identifié à la fin de l'autonomie des batteries 12 heures. La conséquence première en est la perte des fonctions précisées au §5.1.2.2.1. **L'alimentation électrique de ces fonctions essentielles sera étendue par la mise en œuvre de sources électriques complémentaires fixes et/ou mobiles.**

Un effet falaise a été identifié concernant l'alimentation électrique du contrôle-commande dédié accident grave (CCAG). En cas de coupure, le redémarrage du CCAG dépend de matériels qui ne sont pas alimentés par les batteries 12 heures. **Un moyen pour redémarrer le CCAG en cas de coupure sera mis en œuvre.**

Effet falaise sur l'habitabilité de la salle de commande

Etant données les parades envisagées pour gérer l'accident grave (cf. : §6.2.2), un besoin de source électrique de forte puissance est identifiée à partir de 3 jours pour assurer notamment l'habitabilité de la salle de commande. **Des dispositifs et des moyens seront mis en œuvre pour assurer cette alimentation par une source électrique mobile.** EDF étudie l'apport par la Force d'Action Rapide Nucléaire (FARN) de cette source électrique (voir annexe FARN).

5.1.3 PERTE DU SYSTEME DE REFROIDISSEMENT ULTIME

La source froide sert à fournir de l'eau, soit pour refroidir des systèmes des installations nucléaires ou conventionnelles, soit pour des besoins plus spécifiques tels que la production d'eau déminéralisée (dessalement).

Le site de Flamanville est situé dans le département de la Manche. Il comporte à l'heure actuelle 2 tranches en « circuit ouvert » qui prélèvent un débit total de 90 m³/s.

Pour la tranche 3, dont il est question dans cette partie, le débit pompé sera de l'ordre de 65 m³/s.

La connexion au milieu naturel se fait en bord de côte. La prise d'eau d'une largeur de 50 m est en légère forme d'appendice et alimente un canal qui dessert les stations de pompage dans l'ordre 1 et 2 puis 3.

Dans le reste du document et sauf indication contraire, seuls les circuits classés de sûreté de la source froide seront évoqués.

5.1.3.1 Dispositions de conception destinées à empêcher la perte de la source froide

5.1.3.1.1 Contrôle du refroidissement - Lien avec la source froide naturelle

La source froide correspond généralement au milieu naturel auquel sont connectées les installations.

Dans un circuit de refroidissement dit « ouvert » comme c'est le cas à Flamanville 3, la puissance résiduelle est évacuée à la source froide naturelle via le circuit de réfrigération intermédiaire (RRI) et le circuit d'eau brute secouru (SEC) en fonctionnement normal mais également lors de la mise à l'arrêt du réacteur, lorsque le cœur est déchargé ou lors de certaines situations incidentelles ou accidentelles. En cas d'accident grave ou pour en réduire les risques, le refroidissement est assuré par le circuit d'eau brute ultime (SRU) via le circuit d'évacuation ultime de puissance (EVU). Le circuit d'eau brute secouru (SEC) et le circuit d'eau brute ultime (SRU) sont présents en station de pompage :

- le SEC est constitué de quatre trains redondants (les quatre pompes SEC sont situées sur les quatre trains de la station de pompage)
- le SRU est constitué de deux trains redondants (les deux pompes SRU sont situées sur les deux trains latéraux de la station de pompage).

Les ouvrages de prise d'eau et la station de pompage assurent le transit et la filtration de l'eau brute qui, une fois captée et filtrée, sert au refroidissement des circuits via des échangeurs thermiques à tubes.

De l'amont à l'aval, les matériels utilisés pour assurer le transit et la filtration de l'eau brute consistent en des grilles de pré-filtration, des tambours filtrants ou filtres à chaînes et des pompes. L'eau transite principalement au travers de chenaux aménagés, rus ou conduites d'eau en béton ou métalliques.

La station de pompage regroupe des étages de pré-filtration et filtration fine :

- l'étage de pré-filtration (espacement de 5 cm entre les barreaux) est constitué de 4 pertuis pour les deux trains centraux et 1 seul pertuis pour chacun des deux trains latéraux. Chaque pertuis est équipé d'une grille elle-même équipée d'un dégrilleur,

- l'étage de filtration fine, d'une maille de 5 mm, est constitué d'un tambour filtrant pour chacune des deux voies centrales et d'un filtre à chaînes pour chacune des deux voies latérales.

Un système d'interconnexion permet d'alimenter un train par un autre en aval de la filtration. Ce même système est aussi connecté à l'ouvrage de rejet, ce qui permet, au cas où la station de pompage est indisponible, d'alimenter un train de refroidissement (une pompe SEC et/ou une pompe SRU) depuis le rejet. La filtration est alors assurée dans cet ouvrage par une grille sans dégrilleur dont l'espacement entre barreaux est de 10 mm.

5.1.3.1.2 Base du dimensionnement

Le transit et la filtration de l'eau brute sont assurés entre les PBES et les PHES, respectivement plus basses et plus hautes eaux de sécurité. Le calcul de ces niveaux d'eau prend en compte le contexte spécifique du site. La prise en compte des différents critères de conception impose au final :

- la forme et la hauteur des digues,
- la forme, la profondeur et la largeur du canal d'amenée,
- 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 (SEC, SRU et lavage basse pression, CFI).

Les 3 derniers points fixent la forme et la profondeur de la station de pompage.

La protection de la tranche 3 de Flamanville vis-à-vis des PHES est décrite au §3.

Sur le parc, les données de conception sont revisitées périodiquement dans le but d'améliorer le cas échéant la robustesse de l'installation. La conception de la station de pompage du CNPE de Flamanville 3 tient compte de ces éléments de Retour d'Expérience (REX). En particulier, elle est basée sur :

- un large dimensionnement des installations de pompage et de filtration obtenu à la conception par la mutualisation des organes filtrants alimentant les systèmes classés et non-classés de sûreté,
- la diversification des moyens de filtration, 2 trains sur filtres à chaînes, les 2 autres sur tambours filtrants,
- la surveillance de la perte de charge des moyens de filtration et du niveau d'eau en aval des filtres et à l'aspiration des pompes de sûreté. Les protections associées à cette surveillance conduiront à déclencher les pompes non classées afin de libérer de la marge pour celles classées de la manière suivante :
 - diminution du débit à filtrer pour une capacité de filtration équivalente. Après le déclenchement des pompes non classées de sûreté, le débit à filtrer correspond uniquement au débit de sûreté SEC soit une division par environ 30 des débits à filtrer par le tambour filtrant et une division par environ 2 des débits à filtrer par le filtre à chaînes.
 - diminution des pertes de charge sur l'ensemble de la ligne d'eau et amélioration de l'efficacité de la filtration. La diminution du débit filtré implique la diminution des pertes de charges amont/aval du filtre d'un facteur 900 pour le tambour filtrant et d'un facteur 4 pour le filtre à chaînes, entraînant une augmentation du niveau d'eau en aval du filtre, à l'aspiration des pompes de sûreté, ainsi que la diminution de la vitesse d'aspiration des colmatants.

Le site de Flamanville est sensible aux risques hydrocarbures. Les dispositifs de protection contre les risques hydrocarbures sont décrits au § 3.1.2.4.2.

5.1.3.1.3 Dispositions d'exploitation visant à éviter la perte totale de la source froide

Le système d'alerte de Flamanville repose sur des prévisions de hauteur de houle en fonction de la distance au CNPE. Il fait l'objet d'une convention avec Météo-France qui permet de disposer de ces prévisions, dans un délai minimum de 24 heures avant la survenance éventuelle de la houle.

5.1.3.2 Perte de la source froide principale (accès à l'eau de la mer)

5.1.3.2.1 Perte de la source froide de la tranche 3

5.1.3.2.1.1 Description de l'incident

La situation de perte de la source froide principale de la tranche est une condition de fonctionnement étudiée au titre du référentiel de sûreté.

Description de l'incident

La perte totale de la source froide rend inutilisable le poste d'eau, le système d'eau brute secourue (SEC), le système de réfrigération intermédiaire (RRI), le système de refroidissement à l'arrêt (RIS-RA), les pompes primaires (perte du refroidissement des paliers, du moteur, de la barrière thermique), le circuit d'injection de sécurité (RIS), sauf l'injection Basse Pression (RIS-BP) en divisions 1 et 4.

La perte de l'eau brute secourue (SEC) induit un échauffement progressif du circuit de réfrigération intermédiaire (RRI). A terme, le circuit de réfrigération intermédiaire (RRI) n'assure plus correctement le refroidissement des auxiliaires.

A noter que l'exploitant pourra ligner un train SEC sur l'ouvrage de rejet avant que la situation évolue comme décrit ci-dessous.

En état A dans cette situation, les GMPP s'arrêtent automatiquement par perte de la barrière thermique ou perte de l'injection aux joints. Un arrêt automatique réacteur est alors initié : les grappes de contrôle s'insèrent automatiquement dans le cœur.

La puissance résiduelle est évacuée par thermosiphon (circulation naturelle prévue à la conception).

Le dispositif d'étanchéité à l'arrêt (DEA) des pompes primaires se met automatiquement en place.

Côté secondaire, le condenseur étant indisponible du fait de l'initiateur, la puissance résiduelle est évacuée par les vannes de décharge à l'atmosphère (VDA). Par la suite, les pompes ASG démarrent pour alimenter en eau les générateurs de vapeur.

Moyens de protection

La disposition prise consiste à réalimenter la réserve d'eau alimentaire de secours (réservoir ASG) afin de permettre l'évacuation de la puissance résiduelle par les générateurs de vapeur pendant le temps nécessaire à la restauration de la source froide.

Conduite du réacteur

La conduite diffère selon l'état initial de la tranche

Cas des états A et B

L'objectif de la conduite consiste à réaliser un refroidissement manuel du primaire par les VDA et réalimenter les réservoirs ASG par l'eau du réservoir JAC.

Cas de l'état C, primaire fermé

Dans ce cas, la stratégie consiste à laisser s'échauffer le circuit primaire afin de retrouver l'efficacité des générateurs de vapeur et à démarrer les trains ASG disponibles.

Les réservoirs ASG sont réalimentés par l'eau des réservoirs JAC lorsque le niveau est bas.

Cas de l'état C, primaire entrouvert

Dans ce cas, le circuit primaire est repressurisable. La perte du circuit de refroidissement à l'arrêt (RIS-RA) induite par l'initiateur conduit à une montée en pression du circuit primaire.

Le principe de conduite consiste à refermer les événements du circuit primaire et laisser le primaire monter naturellement en pression et en température pour permettre le refroidissement par les générateurs de vapeur disponibles.

Cas de l'état C, primaire non pressurisable et de l'état D

La conduite consiste à mettre en fonctionnement :

- une file IS-BP en mode injection depuis l'IRWST afin de compenser l'eau perdue par vaporisation. Les pompes des trains 1 et 4 du RIS-BP disposent d'un refroidissement diversifié sur le DEL.
- Une ou deux files EVU/SRU pour assurer l'évacuation de la puissance résiduelle de l'enceinte.

5.1.3.2.1.2 Autonomie de la tranche avant début éventuel d'endommagement du combustible

La perte totale de la source froide sous-entend la perte des fonctions de refroidissement du cœur et du BK par le biais de la source froide naturelle. Elle est détectée au niveau du système SEC par l'apparition d'alarmes de bas débit qui conduiront à déclarer l'indisponibilité des quatre trains SEC.

La perte de l'eau brute secourue (SEC) induit un échauffement progressif du circuit de réfrigération intermédiaire (RRI) et, à terme, le déclenchement automatique des pompes RRI en fonctionnement. La perte totale de la source froide est également détectée par l'apparition d'une alarme sur l'arrêt des trains RRI.

Basé sur le REX des autres paliers, l'EPR dispose d'un système dédié, le JAC, conçu pour permettre de réalimenter l'ASG pour une durée de plusieurs jours. Le système JAC est entre autre composé de 2 réservoirs en béton, dont un de 2600 m³ dans lequel peuvent puiser 2 pompes de réalimentation ASG installées dans l'ouvrage de pré-rejet avec les autres matériels du JAC.

Cas des états A et B et de l'état C avec primaire fermé ou entrouvert

La situation de perte des alimentations électriques externes et des quatre générateurs Diesels principaux est enveloppe de la situation présente.

Comme décrit dans le paragraphe 5.1.2.1.4, dans une situation initiale à 100%Pn, les réservoirs ASG sont vides au bout de 2 jours environ. La réalimentation de ces réservoirs par l'eau des réservoirs JAC permet d'avoir une autonomie totale en eau de plus de 7 jours à partir de l'initiateur. 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 nécessairement inférieure.

Cas de l'état C, primaire non pressurisable et de l'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.

5.1.3.2.2 Perte de la source froide sur l'ensemble des tranches du site

5.1.3.2.2.1 Autonomie du site

Seule la perte totale de la source froide d'une tranche du site est étudiée dans le cadre du référentiel de sûreté : les éléments relatifs à la situation de site présentée dans la suite du paragraphe constituent donc des études hors référentiel de sûreté. Elles répondent au cahier des charges des évaluations complémentaires de sûreté consécutives à l'accident de Fukushima.

Malgré les dispositions décrites plus haut mises en place pour éliminer ce phénomène pour le site de Flamanville, le phénomène d'arrivée massive de colmatants a été identifié comme pouvant hypothétiquement affecter la disponibilité de la source froide de sûreté du site. Compte tenu du REX national et international, le délai plausible de recouvrement de la source froide a été estimé à une journée.

Cas des états A et B et de l'état 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 EPR Flamanville 3 ne nécessite pas de matériel commun aux tranches 1 et 2. Le début de l'endommagement du combustible de EPR FA3 commence environ 9 jours après l'initiateur.

Cas de l'état C, primaire non pressurisable et de l'état D

L'extension de l'incident à l'ensemble du site ne modifie pas le scénario présenté précédemment. En effet, la conduite de 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.

5.1.3.2.2.2 Actions extérieures prévues pour prévenir la dégradation du combustible

Cas des états A et B et de l'état C avec primaire fermé ou entrouvert

Lorsque les réservoirs JAC sont vides (7 jours environ après l'initiateur), **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.

Cas de l'état C, primaire non pressurisable et de l'état D

L'état atteint assure l'évacuation de la puissance résiduelle à long terme. Pour EPR Flamanville 3, il n'y a pas d'actions extérieures nécessaires pour prévenir la dégradation du combustible.

5.1.3.2.2.3 Dispositions pouvant être envisagées pour renforcer la robustesse de l'installation

Lorsque les réservoirs JAC sont vides (au moins 7 jours après l'initiateur), une alimentation en eau douce des réservoirs ASG par les bassins SEA est envisagée. Un piquage existe sur chaque réservoir ASG pour la réalisation de cette fonction. Le délai de réalisation de cette action est compatible avec les délais d'intervention de la FARN.

5.1.3.3 Perte de la source froide « principale » et de la source froide alternative

Le circuit d'eau brute ultime (SRU) dispose d'une diversification de son alimentation en eau. Ainsi, le circuit d'eau brute ultime (SRU) est ligné soit sur la station de pompage principale soit, quand cette dernière est indisponible, sur l'ouvrage de rejet. Les missions de sûreté du circuit d'eau brute ultime (SRU) sont détaillées dans les chapitres 6 "accident grave" et 5.2 "piscine BK" au travers du système d'évacuation ultime de la puissance résiduelle "EVU".

5.1.4 PERTE DE LA SOURCE FROIDE PRINCIPALE CUMULEE AVEC LA PERTE TOTALE DES ALIMENTATIONS ELECTRIQUES EXTERNES ET DES ALIMENTATIONS INTERNES DE SECOURS

Cette partie correspond au cumul de façon déterministe des situations de perte de la source froide principale et de perte totale des alimentations électriques externes et des générateurs Diesel principaux.

Cette situation va au-delà du référentiel de sûreté de l'EPR Flamanville 3 : les éléments présentés dans la suite du paragraphe constituent donc une étude exploratoire réalisée conformément au cahier des charges de l'ASN dans le cadre spécifique des évaluations complémentaires de sûreté consécutives à l'accident de Fukushima.

De plus, l'impact d'un séisme ou d'une inondation sur ces cumuls est étudié.

5.1.4.1 Autonomie du site avant début éventuel d'endommagement du combustible

5.1.4.1.1 *Situation de cumul de perte totale des alimentations électriques et de perte totale de la source froide*

Le cumul de la perte totale de la source froide principale en situation de perte totale des alimentations électriques externes et des générateurs Diesel principaux n'a pas d'impact supplémentaire. En effet, les pompes du circuit de refroidissement intermédiaire (RRI) étant alimentées par les tableaux LH, la situation de perte totale des alimentations électriques provoque intrinsèquement la perte totale de la source froide principale.

Du point de vue thermohydraulique, ces accidents sont donc identiques à ceux décrits au paragraphe 5.1.2.1.

5.1.4.1.2 *Robustesse vis-à-vis du séisme et de l'inondation*

Séisme de dimensionnement

Les générateurs Diesels d'ultime secours (SBO) restent la source électrique valorisée car ils sont conçus pour être opérationnels après le séisme de dimensionnement.

Pour tous les états de tranche, les matériels nécessaires pour la gestion de cette situation (cf. : §5.1.2.1) sont opérationnels après le séisme de dimensionnement (cf. annexe du chapitre 2).

Le SRU est localisé dans la station de pompage qui est classée SC1. Ce système est opérationnel après séisme et la pompe SRU est alimentée par le diesel SBO.

En l'absence des fonctions rotation et lavage des filtres CFI, la capacité de filtration est affectée sans toutefois conduire de manière certaine à la perte de la fonction. En effet, la filtration du faible débit SRU requis resterait potentiellement assurée de manière passive.

Inondation

De par leur localisation dans des bâtiments protégés vis-à-vis de l'inondation externe, tous les matériels valorisés pour la mitigation de cette situation sont disponibles en cas d'inondation correspondant au référentiel actuel.

Afin de renforcer la robustesse des ouvrages ou locaux classés de sûreté vis-à-vis d'une lame d'eau sur la plateforme, **des dispositions constructives ou particulières sont en cours d'étude par EDF (voir § 3.2.4.2.)**.

5.1.4.2 Actions (extérieures) prévues pour prévenir la dégradation du combustible

Les actions décrites dans les paragraphes 5.1.2.1.3 et 5.1.2.2.3 restent valables.

5.1.4.3 Dispositions pouvant être envisagées pour renforcer la robustesse de l'installation

Les dispositions présentées aux paragraphes 5.1.2.1.4 et 5.1.2.2.4 restent valables et valorisables. Elles seront conçues pour être opérationnelles après séisme et être protégées vis-à-vis de l'inondation externe.

5.2 POUR LES PISCINES COMBUSTIBLE (BK)

5.2.1 GENERALITES

5.2.1.1 Introduction

La piscine de désactivation du combustible située dans le bâtiment combustible (BK) permet de stocker sous eau les assemblages combustibles usés depuis la sortie du réacteur jusqu'au moment de leur évacuation hors de la centrale.

La puissance résiduelle des assemblages entreposés dans le râtelier de stockage de la piscine de désactivation est évacuée grâce au système de refroidissement PTR. Une file de refroidissement PTR (appelée également train principal PTR) est nécessaire lorsque le cœur est chargé en cuve alors que deux files sont requises lorsque le cœur est en cours de déchargement/rechargement ou déchargé.

Chaque file principale de refroidissement du système PTR est équipée de deux pompes, est refroidie par la chaîne SEC-RRI et est secourue électriquement par un diesel principal.

La piscine de désactivation peut également être refroidie par une troisième file PTR diversifiée (appelée également 3^{ème} train PTR). Cette file est refroidie par le système EVU intermédiaire, disposant de sa propre source froide (SRU) équipée de deux prises d'eau distinctes : une dans la station de pompage, l'autre dans le canal de rejet.

Les situations de perte des alimentations électriques ou de perte de la source froide peuvent conduire à une situation de perte de refroidissement de la piscine BK.

La perte de refroidissement de la piscine BK entraîne un échauffement de l'eau en piscine. L'augmentation de la température de l'eau produit à terme une évaporation conduisant à une diminution progressive du niveau d'eau dans la piscine. L'objectif recherché est de maintenir sous eau les assemblages combustible pour garantir, pour toutes les situations considérées pour la conception de l'EPR, les fonctions de sûreté d'évacuation de la puissance résiduelle, de confinement et de maîtrise de la réactivité.

La situation à éviter est donc le découverture des assemblages combustible entreposés dans la piscine.

Les dispositions retenues dans la conception de l'EPR pour la gestion d'une perte de refroidissement de la piscine BK consistent donc à faire un appoint à la piscine à l'aide d'une des sources indépendantes suivantes :

- En eau déminéralisée à partir d'une bêche d'eau SED de site.
- En eau incendie par le système JAC/JPI (appoint de secours classé de sûreté et redondant).
- En eau borée par une pompe REA puisant dans une bêche REA.

Cet appoint est demandé dès que le niveau passe en dessous d'un seuil de niveau MIN, garantissant une hauteur d'eau au-dessus des assemblages combustibles offrant une protection radiologique suffisante. L'appoint est arrêté automatiquement sur l'atteinte d'un seuil de niveau d'eau MAX, permettant de restituer l'inventaire en eau. Ces moyens sont mis en œuvre selon des procédures dédiées et confiées aux agents de conduite présents en permanence sur le site.

Les dispositions d'exploitation et d'organisation sont décrites au §6.3.1.1.2.

Le résultat de ces actions, c'est-à-dire la restauration du niveau de la piscine de désactivation et la baisse de la température de l'eau, est contrôlé par l'équipe de conduite.

Par ailleurs, le phénomène d'évaporation est susceptible d'entraîner une montée progressive en pression du hall combustible du bâtiment qui peut conduire à des contraintes sur les matériels et la structure. L'ouverture de l'exutoire vapeur (gaine d'évacuation débouchant à la cheminée du BAN) permet de se prémunir contre toute montée en pression.

L'atteinte d'une température de 100°C dans la piscine est sans conséquence sur le comportement de la structure et du liner car le cas d'ébullition de la piscine a été pris en compte à la conception.

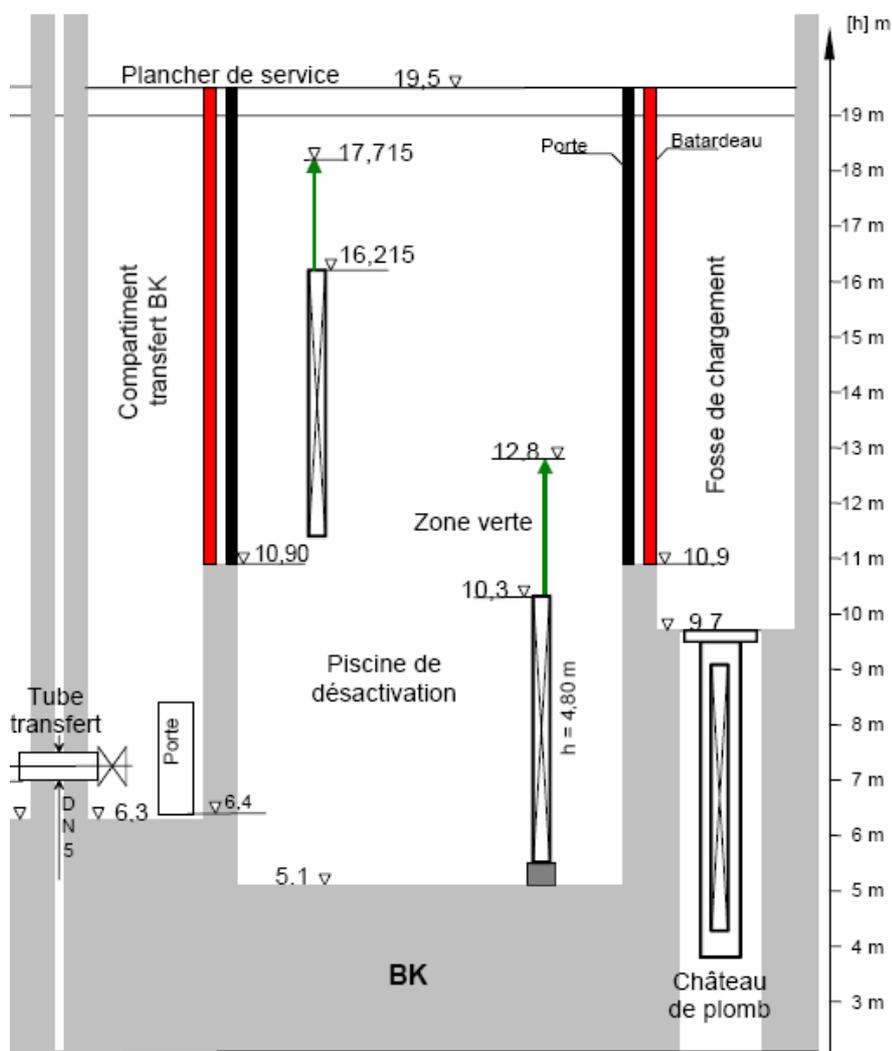


Figure 5.2-1 : Vue schématique de la piscine BK.

Présentation des systèmes

La fonction de refroidissement par les trains principaux PTR présente un classement de sûreté F1B. Les matériels intervenant dans le refroidissement de la piscine du bâtiment combustible sont classés sismiques et protégés contre les agressions internes et externes telles que définies dans le référentiel agressions.

La fonction de refroidissement peut être également assurée par le 3^{ème} train PTR dans des situations dégradées et présente à ce titre un classement de sûreté F2. Les matériels intervenant dans le refroidissement de la piscine du bâtiment combustible sont classés sismiques et protégés contre les agressions internes et externes telles que définies dans le référentiel agressions.

L'appoint est orienté directement dans la piscine de désactivation du combustible.

L'appoint de secours à la piscine en eau incendie s'effectue :

- A l'aide d'une des 4 pompes JAC ou d'une des deux pompes de réalimentation ASG.
- Via l'une des deux lignes d'appoint à la piscine BK.
- A partir de l'une des deux bâches JAC (1000 m³ dimensionnée pour les besoins de l'incendie et de l'appoint BK et 2600 m³ dimensionnée pour les besoins de réalimentation de l'ASG).

Le système d'appoint de secours JAC/JPI présente un classement de sûreté F1B (pompes JAC) et F2 (pompes de réalimentation ASG). Les pompes JAC, les pompes de réalimentation ASG et les vannes d'alimentation sont secourues électriquement par les diesels principaux et les diesels d'ultime secours. Les systèmes d'appoint sont opérationnels après un séisme de dimensionnement (classement SC1).

5.2.1.2 Présentation des hypothèses communes aux différentes situations présentées

Etat initial des piscines

- Le niveau d'eau en piscine de désactivation est pris au niveau minimum requis par les STE : +18,9 m. Le niveau normal de la piscine d'entreposage du combustible est situé à +19,0 m.
- La température de l'eau de la piscine d'entreposage du combustible est prise au seuil maximal STE : 50°C. Des actions opérateurs sont toutefois demandées avant l'atteinte de cette température, en particulier la repose d'un éventuel assemblage en cours de manutention.

Hypothèses retenues pour l'état de la tranche

- La puissance résiduelle en piscine d'entreposage du combustible est maximale dans les états E et F, domaines où les assemblages situés dans la cuve du réacteur sont partiellement ou totalement déchargés dans la piscine de désactivation. La valeur enveloppe dans les études du référentiel, égale à 20,81 MW, est retenue dans la présente évaluation.
- Dans les états de tranche autres que E et F, une partie des assemblages (ceux qui ont la puissance résiduelle la plus importante) est dans la cuve du réacteur, la puissance résiduelle en piscine de désactivation est alors de 5,85 MW au maximum.
- Par conservatisme, la décroissance de la puissance résiduelle au cours du temps n'est pas valorisée.

Par hypothèse, seul l'appoint en eau par le système classé JAC/JPI est valorisé dans la suite de l'analyse.

Les situations de perte des alimentations électriques et de perte de la source froide sont regardées en tant qu'initiateur d'une perte de refroidissement de la piscine d'entreposage du combustible.

Cette situation est étudiée vis-à-vis des Assemblages Combustible (AC) stockés dans le râtelier de stockage en fond de piscine.

Les conséquences vis-à-vis de l'AC en cours de manutention font l'objet d'un paragraphe particulier (5.2.6).

La méthodologie retenue consiste :

- à vérifier, pour les situations du référentiel, que les délais d'autonomie du site avant la mise en place de dispositions extérieures sont compatibles avec les délais conventionnels retenus pour chacune de ces situations (valorisation des volumes disponibles de manière réaliste) et à évaluer les marges existantes par rapport à l'autonomie du site.
- à évaluer pour les situations complémentaires étudiées de manière exploratoire les délais dont dispose le CNPE pour gérer avec les autonomies du site, avant l'éventuelle mise en place de dispositions complémentaires externes au site.

5.2.2 INCIDENT DE DIMENSIONNEMENT - PERTE TOTALE DES ALIMENTATIONS ELECTRIQUES EXTERNES

La Perte Totale des Alimentations Electriques Externes est une condition de fonctionnement du domaine de dimensionnement du référentiel de sûreté. Elle suppose la perte du réseau principal externe, l'échec de l'îlotage (production d'électricité par le GTA de la centrale) et la perte du réseau auxiliaire externe.

5.2.2.1 Dispositions de conception tenant compte de cette situation

L'ensemble des chaînes de refroidissement principales de la piscine de désactivation du combustible PTR-RRI-SEC peut être secouru par les générateurs Diesel principaux, éventuellement via la mise en place d'interconnexion électrique si un générateur Diesel est en maintenance préventive.

Ainsi cette situation ne conduit pas à une perte de refroidissement de la piscine et il n'y a donc pas de risque pour le combustible stocké en piscine de désactivation du combustible.

5.2.2.2 Moyens de secours prévus et leurs conditions de mise en œuvre

Les moyens de refroidissement de la piscine de désactivation du combustible sont alimentés par les mêmes alimentations électriques internes que les équipements servant au refroidissement du combustible en cœur. Les dispositions prises pour assurer le fonctionnement des générateurs Diesel principaux sont décrites au paragraphe 5.1.1.2. Elles intègrent une gestion en parallèle du réacteur électronucléaire et de la piscine de désactivation du combustible.

5.2.2.3 Dispositions pouvant être envisagées pour renforcer la robustesse de l'installation

Les dispositions supplémentaires prévues sont précisées aux chapitres suivants, qui enveloppent la présente situation.

L'EPR peut faire face à la Perte Totale des Alimentations Electriques Externes pendant plus de 3 jours, délai compatible avec une intervention extérieure. Au-delà, et sans action extérieure pour le ravitaillement en fioul, les scénarios sont semblables aux scénarios décrits dans le paragraphe 5.2.3.1 avec des délais sans risque d'endommagement du combustible supérieurs à ceux indiqués grâce aux trois jours de refroidissement avec les générateurs Diesel principaux.

5.2.3 PERTE DES ALIMENTATIONS ELECTRIQUES EXTERNES ET DES ALIMENTATIONS INTERNES DE SECOURS

5.2.3.1 Perte des alimentations électriques externes et perte des alimentations de secours internes

La situation de perte des alimentations électriques externes et la perte des quatre générateurs Diesel principaux est une condition de fonctionnement du domaine de dimensionnement du référentiel de sûreté. La durée conventionnelle avant la restitution des sources électriques est de 24 heures.

Dans cette situation, le refroidissement de la piscine de désactivation par les deux trains principaux PTR devient inopérant.

La source électrique valorisée dans cette situation est constituée des deux générateurs Diesel d'ultime secours diversifiés des générateurs Diesel principaux. Pour la piscine BK, la troisième file du système PTR est alors la source de refroidissement. Elle est alimentée par le générateur Diesel d'ultime secours de la division 1.

La diversification des générateurs Diesel repose sur des gammes différentes de matériels, des tensions différentes, un approvisionnement en fioul diversifié et des bâches à fioul différentes. De plus, les générateurs Diesel sont tous séparés physiquement les uns des autres. L'EPR bénéficie donc, dès la conception, de sources électriques redondantes, diversifiées et robustes à des scénarios de perte d'alimentation électrique.

5.2.3.1.1 Capacité et durée des batteries

Les capacités et durées d'autonomie des batteries sont affichées au paragraphe 5.1.2.1.1.

Les batteries 12 heures n'alimentent aucun actionneur ni aucune mesure utile à la gestion de la perte totale des alimentations électriques dans la piscine combustible du BK.

5.2.3.1.2 Autonomie avant endommagement du combustible

Matériels et réserves d'eau disponibles :

Dans les états A, B et C avec primaire pressurisable, le ou les générateurs Diesel d'ultime secours en service sont généralement utilisés préférentiellement pour gérer la situation côté réacteur. La piscine BK est alors sans refroidissement. Un appoint en eau par une pompe JAC lignée sur la bache JAC d'une capacité de 1000 m³ permet, dans cette situation, de compenser les pertes en eau par évaporation et d'éviter le découverture des assemblages combustibles. Cet appoint peut être réalisé de façon intermittente suivant le degré d'utilisation du ou des générateurs Diesel.

Dans les états C avec primaire non pressurisable, D et potentiellement une partie de l'état E, les deux générateurs Diesel d'ultime secours sont dédiés à la gestion du réacteur. La piscine BK est alors sans refroidissement. Un appoint en eau par une pompe JAC lignée sur l'une des deux bâches JAC (1000 m³ et 2600 m³) permet d'éviter le découverture des assemblages combustibles.

Dans une partie de l'état E et en état F, les actions manuelles mettent le réacteur dans un état final caractérisé par :

1. Le générateur Diesel d'ultime secours de la division 1 est en fonctionnement et alimente les moteurs électriques des actionneurs de sûreté nécessaires. Le démarrage et le couplage sont initiés manuellement avant la fin de l'autonomie des batteries 2 heures.
2. Le refroidissement de la piscine BK est assuré par la troisième file PTR.

Dans la situation normale de tranche, un appoint en eau SED est disponible mais n'est pas valorisé par la suite.

Conduite de la situation par les opérateurs

La perte totale des alimentations électriques externes et de secours conventionnelles, qui induit une perte totale de refroidissement de la piscine de désactivation, entraîne l'application de la documentation de conduite incidentelle/accidentelle. Les procédures appliquées demandent :

- L'arrêt des opérations de manutention combustible et la mise en position sûre des assemblages en cours de manutention
- La demande de restauration d'une source électrique.
- Le lignage de l'appoint à la piscine d'entreposage du combustible BK par JPI.
- La réalisation d'une étanchéité du hall BK par fermeture des registres du circuit de ventilation afin de limiter la propagation de la vapeur depuis le hall BK vers les locaux adjacents (à inclure dans les procédures de conduite).
- L'ouverture de l'exutoire vapeur du hall piscine (gaine d'évacuation débouchant à la cheminée du BAN) afin d'éviter la montée en pression du hall au plus tard lorsque la température en piscine de désactivation devient supérieure à 50°C si la conduite a lieu au MCS, et à 80°C si la conduite est réalisée au MCP.

Les conditions d'accès aux locaux du bâtiment combustible restent possibles malgré la propagation de la vapeur produite dans le hall BK, moyennant des dispositions de protection du personnel.

Cinétique du phénomène

Dans les états E et F, lorsque le refroidissement de la piscine combustible du BK est maintenu par le troisième train PTR avec le générateur Diesel d'ultime secours de la division 1 dédié à la gestion de la piscine, l'autonomie du générateur Diesel d'ultime secours de la division 1 est supérieure à une journée. Au-delà, sans remise en service d'une source électrique externe ou d'un générateur Diesel, les batteries sont la source d'alimentation électrique.

Dans cette configuration, le refroidissement de la piscine est perdu après l'arrêt du générateur Diesel d'ultime secours de la division 1.

Le délai avant le découverture du combustible stocké dans le râtelier est supérieur à deux jours après l'initiateur, compatible avec une intervention extérieure.

Pour les autres états et dans les cas les plus conservatifs où seul le générateur Diesel de la division 4 démarre ou dans le cas où les deux générateurs Diesel d'ultime secours sont dédiés à la gestion du réacteur, la piscine du BK est sans refroidissement. Un appoint en eau peut être fourni par JAC/JPI pendant l'autonomie du générateur Diesel d'ultime secours (24 h). Le volume d'eau nécessaire pour compenser les pertes en eau durant cette période est de 102 m³ et ce besoin est largement couvert par les réserves en eau JAC (1000 m³).

Suite à l'arrêt des générateurs Diesel d'ultime secours, les pertes en eau ne peuvent plus être compensées par JAC/JPI, devenu inopérant.

Le délai avant le découverture des assemblages combustible stockés dans le râtelier est d'environ cinq jours après l'initiateur, compatible avec une intervention extérieure.

Conséquence de la perte totale d'alimentation électrique vis-à-vis du risque lié à la production d'hydrogène par radiolyse de l'eau

La présence d'assemblages combustible dans la piscine peut conduire à la production d'hydrogène en fonctionnement normal par radiolyse de l'eau. La ventilation normale du hall piscine par le système DWK est inopérante suite à la perte des alimentations électriques externes.

La cinétique d'évolution de la concentration d'hydrogène est liée, d'une part, aux débits de production de l'hydrogène par la radiolyse de l'eau et, d'autre part, aux possibilités d'évacuation de cet hydrogène depuis le hall vers le milieu extérieur : tant que la ventilation du hall BK en fonctionnement normal est en service, il n'y a aucun risque d'accumulation d'hydrogène. **Une analyse complémentaire est engagée pour évaluer un éventuel risque en l'absence de ventilation.**

EDF étudiera les parades à mettre en œuvre pour maîtriser le risque potentiel d'explosion lié à l'hydrogène et les mettra en place sur EPR.

5.2.3.1.3 Actions extérieures prévues pour prévenir cet accident

Les moyens de refroidissement de la piscine de désactivation du combustible sont alimentés par les mêmes alimentations électriques internes que les équipements servant au refroidissement du combustible en cœur. Les dispositions prises pour assurer le fonctionnement de ces sources électriques sont donc identiques à celles décrites au paragraphe 5.1.2.1.3 et sont basées sur l'organisation retenue au niveau des équipes de conduite et du Plan d'Urgence Interne.

Les dispositions d'exploitation et d'organisation retenues dans la gestion de la situation et les moyens mis en œuvre selon des procédures sont décrits au §6.3.1.1.2. Le résultat de ces actions, c'est à dire la restauration du niveau de la piscine d'entreposage du combustible et la baisse de la température de l'eau, est contrôlé par l'équipe de conduite.

5.2.3.1.4 Dispositions pouvant être envisagées pour renforcer la robustesse de l'installation

La disposition décrite au paragraphe 5.1.2.1.4, à savoir la ré-alimentation en fioul des diesels d'ultime secours, est également valorisable pour les scénarios de la piscine BK. Elle permet d'allonger la durée de secours électrique du 3^{ème} train PTR ou bien d'allonger la durée d'appoint en eau par JAC/JPI.

La mise en place d'un dispositif passif ou automatique d'ouverture de l'exutoire du hall piscine pourra permettre de renforcer la prévention de la situation de montée en pression du hall piscine.

Afin de gérer la situation au delà du délai d'autonomie d'au moins deux jours indiqué ci-dessus, allongé de la période de grâce fournie par la ré-alimentation en fioul des diesels d'ultime secours, **un moyen ultime d'appoint en eau sera mis en place. La disposition envisagée est un appoint gravitaire à la piscine de désactivation par l'eau des bassins SEA via un raccord externe au bâtiment BK qui pourra permettre de compenser les pertes en eau par évaporation et de maintenir a minima le niveau d'eau.** L'autonomie fournie par les bassins permet d'augmenter considérablement le délai avant le découverture des assemblages combustible stockés 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.

En complément, **EDF étudie 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.**

5.2.3.2 Perte des alimentations électriques externes et de toute autre source de secours électrique actuellement prévue

La situation de perte des alimentations électriques externes et la perte des quatre générateurs Diesel principaux et des deux générateurs Diesel d'ultime secours est une condition de fonctionnement du domaine de dimensionnement du référentiel de sûreté. Dans cette situation, une source électrique (réseau ou générateur Diesel) est supposée recouverte au plus tard 12 heures après l'initiateur.

La piscine BK est alors sans refroidissement pendant 12h. La ventilation normale du hall piscine par le système DWK est en outre perdue. Il y a alors potentiellement un risque d'accumulation d'hydrogène produit par radiolyse de l'eau.

5.2.3.2.1 Capacité et durée des batteries

Les batteries 12 heures n'alimentent aucun actionneur ni aucune mesure utile à la gestion de la perte totale des alimentations électriques dans la piscine combustible du BK.

5.2.3.2.2 Autonomie avant endommagement du combustible

Matériels et réserves d'eau disponibles

En l'absence d'alimentation électrique, le refroidissement de la piscine est perdu, ainsi que la ventilation normale du hall piscine. Aucune mesure physique relative à la piscine (température de l'eau, mesure de niveau d'eau) n'est disponible après 2 heures.

Dans la situation de tranche, un appoint en eau SED est disponible mais il n'a pas été valorisé.

Conduite de la situation par les opérateurs :

La mesure de température de l'eau de la piscine est conservée pendant deux heures grâce aux batteries ; l'opération d'ouverture du registre d'isolement de l'exutoire du hall piscine afin d'éviter une mise en pression en cas d'ébullition piscine peut être retardée ou non exécutée si le critère d'ouverture est atteint après le délai de 2 heures. La non ouverture de ce registre conduirait à une montée en pression du hall piscine.

Cinétique du phénomène :

L'eau de la piscine entre en ébullition à l'atteinte de 100°C :

- 4 h après l'initiateur lorsque le cœur est déchargé en piscine.
- 14,5 h lorsque le cœur est présent en cuve.

Le délai avant le découvrément des assemblages combustible stockés dans le râtelier est de plus d'une journée (cœur déchargé) et de plus de quatre jours (cœur en cuve) après l'initiateur. Ces délais sont compatibles avec une intervention extérieure.

Conséquence de la perte totale d'alimentation électrique vis-à-vis du risque lié à la production d'hydrogène par radiolyse de l'eau

La prise en compte du risque d'accumulation d'hydrogène est présentée au §5.2.3.1.2.

5.2.3.2.3 Actions extérieures prévues pour prévenir cet accident

Le retour d'une source électrique 12 heures après l'initiateur permet de remettre en fonctionnement une file de refroidissement PTR ou de faire un appoint en eau de la bêche JAC avant le découvrément des assemblages combustibles.

5.2.3.2.4 Dispositions pouvant être envisagées pour renforcer la robustesse de l'installation

La situation analysée en vue de l'identification des dispositions pouvant être envisagées pour renforcer la robustesse de l'installation diffère du scénario considéré dans la démonstration de sûreté de l'EPR par la non récupération d'un moyen d'alimentation électrique 12 heures après l'initiateur. Les dispositions de renforcement envisagées sont les suivantes.

Les dispositions citées au §5.2.3.1.4 permettent de renforcer la robustesse de l'installation par rapport à cette situation.

En particulier, **les informations essentielles sur l'évolution de la situation dans le BK (température piscine, mesure du niveau d'eau...) seront intégrées au CCAG (Contrôle-Commande Accident Grave) et au PAG (Pupitre Accident Grave) qui sont alimentés par les batteries 12 heures.**

L'extension de l'alimentation électrique des équipements secourus par les batteries 12 heures (cf. §5.1.2.2.4) permettra de conserver les mesures essentielles à la piscine de désactivation sur une durée étendue.

Un besoin de source électrique de forte puissance est identifié à partir de 3 jours pour assurer l'habitabilité (atmosphère respirable) de la salle de commande. Il permettra de remettre en fonctionnement un train de refroidissement PTR ou de réaliser l'appoint en eau par la bêche JAC. Des dispositifs et des moyens seront mis en œuvre pour assurer cette alimentation par une source électrique mobile. Elle permettra de gérer en parallèle la situation du bâtiment réacteur et celle du BK (cf. paragraphe 5.1.2.2.4).

5.2.4 PERTE DU SYSTEME DE REFROIDISSEMENT ULTIME

PERTE DU SYSTEME DE REFROIDISSEMENT PRINCIPAL

La perte du système de refroidissement principal de la piscine peut être liée à différents initiateurs, mais d'un point de vue fonctionnel elle correspond à la perte des files RRI/SEC. Celle-ci entraîne la perte du refroidissement des deux trains principaux PTR. Cette situation est étudiée dans le référentiel de dimensionnement du référentiel de sûreté.

Dans les états C avec primaire non pressurisable, D et potentiellement une partie de l'état E, 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 bèches JAC (1000 m³ et 2600 m³) permet d'éviter le découvrément des assemblages combustibles.

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.

Pour la situation de perte des systèmes de refroidissement principal de tranche, les moyens d'appoint en eau par SED ou par REA sont disponibles mais ne sont pas valorisés dans cette analyse.

PERTE DES SYSTEMES DE REFROIDISSEMENT PRINCIPAL ET ULTIME

Dans ce scénario, les 3 trains de refroidissement PTR sont perdus du fait de la perte des files RRI/SEC et EVU/SRU. Cette situation va au-delà du référentiel de sûreté de l'EPR : les éléments présentés dans la suite du paragraphe sur ce scénario constituent donc une étude réalisée dans le cadre spécifique des évaluations complémentaires de sûreté consécutives à l'accident de Fukushima.

Pour la situation de perte des systèmes de refroidissement principal et ultime de tranche, les moyens d'appoint en eau par SED ou par REA sont disponibles mais ne sont pas valorisés dans cette analyse.

5.2.4.1 Autonomie avant le découvrément de l'assemblage combustible

PERTE DU SYSTEME DE REFROIDISSEMENT PRINCIPAL

Dans les états C avec primaire non pressurisable et D, l'appoint par JAC permet de maintenir le niveau d'eau dans la piscine pendant :

- environ quatre jours avec la bache JAC de 1000 m³.
- plus de 10 jours avec la bache JAC de 2600 m³.

Le délai avant le découvrément des assemblages combustible stockés dans le râtelier est d'environ 18 jours, compatible avec une intervention extérieure.

Dans les autres états, le 3^{ème} train PTR assure le refroidissement de la piscine.

PERTE DES SYSTEMES DE REFROIDISSEMENT PRINCIPAL ET ULTIME

Dans les états A, B, C avec primaire pressurisable, la bache JAC de 2600 m³ est dédiée à la réalimentation de la bache ASG. L'appoint par JAC permet d'avoir un délai avant le découvrément des assemblages combustible 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 1000 m³.
- plus de dix jours avec la bache JAC de 2600 m³.

Le délai avant le découvrément des assemblages combustible stockés dans le râtelier est d'environ 18 jours, compatible avec une intervention extérieure.

Dans les états E et F, l'appoint par JAC permet de maintenir le niveau d'eau dans la piscine pendant :

- plus d'une journée avec la bache JAC de 1000 m³.
- plus de trois jours avec la bache JAC de 2600 m³.

Le délai avant le découvrément des assemblages combustible stockés dans le râtelier est d'environ 5 jours, compatible avec une intervention extérieure.

5.2.4.2 Actions extérieures prévues pour prévenir cet accident

Les moyens mis en œuvre pour éviter la perte de la source froide sont décrits au paragraphe 5.1.3.1.3.

Les dispositions d'exploitation et d'organisation retenues dans la gestion de la situation et les moyens mis en œuvre selon des procédures appelées en cas de perte de refroidissement en piscine de désactivation sont décrits au §6.3.1.1.2.

5.2.4.3 Dispositions pouvant être envisagées pour renforcer la robustesse de l'installation

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 combustible stockés 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.

5.2.5 PERTE DU SYSTEME DE REFROIDISSEMENT PRINCIPAL, CUMULEE AVEC LA PERTE DES ALIMENTATIONS ELECTRIQUES EXTERNES ET DES ALIMENTATIONS INTERNES DE SECOURS

Le scénario de perte du refroidissement principal cumulée à la perte des alimentations électriques extérieures et des générateurs Diesel principaux (un ou deux diesels SBO sont disponibles suivants les états de tranche) est une situation hors référentiel. Ce scénario est une situation de site qui correspond à un cumul déterministe des situations présentées aux §5.2.3.1 et §5.2.4, conformément au cahier des charges de l'ASN.

Le scénario de perte des alimentations électriques externes et des alimentations internes considéré au paragraphe 5.2.3.1 est enveloppe de la situation considérée ici. La perte du système de refroidissement principal, qui conduit à perdre les deux trains principaux PTR, n'aggrave pas en effet la situation dans le sens où les moyens de gestion de cette situation ne sont pas affectés.

5.2.5.1 Autonomie avant le découverture des assemblages combustible

L'autonomie du site avant endommagement est décrite dans le paragraphe 5.2.3.1.2.

Robustesse au séisme

Les générateurs Diesel d'ultime secours, les fonctions de refroidissement par le 3^{ème} train PTR et d'appoint en eau par JAC/JPI sont conçus pour être opérationnels après le séisme de dimensionnement et peuvent être utilisés après séisme. Cette situation est donc inchangée avec ou sans séisme.

Le SRU est localisé dans la station de pompage qui est classée SC1. Ce système est opérationnel après séisme.

En l'absence des fonctions rotation et lavage des filtres CFI, la capacité de filtration est affectée sans toutefois conduire de manière certaine à la perte de la fonction. En effet, la filtration du faible débit SRU requis resterait potentiellement assurée de manière passive.

Un séisme au-delà du dimensionnement pourrait provoquer un incendie dans les bâtiments nucléaires. L'impact d'un incendie de référence survenant dans l'îlot nucléaire pendant deux

heures est de 500 m³ sur les réserves en eau JAC. Comme le besoin en eau JAC pour la piscine est d'un peu plus de 100 m³, le cumul avec un incendie n'empêche pas l'appoint.

Ces diminutions d'autonomie ne remettent pas en cause les conclusions tirées pour les situations sans séisme.

Robustesse à l'inondation

Les générateurs Diesel d'ultime secours, les fonctions de refroidissement par le 3^{ème} train PTR et d'appoint en eau par JAC/JPI restent disponibles après un scénario d'inondation de dimensionnement.

Cette situation reste donc inchangée avec ou sans inondation.

Au-delà du référentiel, la présence d'une lame d'eau sur la plate-forme ne conduira pas, grâce à l'étanchéité des portes sécuritaires, à l'infiltration d'eau dans les locaux contenant des matériels classés de sûreté (cf. chapitre 3). Les équipements et fonctions précédentes restent ainsi disponibles.

5.2.5.2 Actions extérieures prévues pour prévenir cet accident

Les dispositions mises en place dans le cadre de la gestion de la perte de la source froide (cf §5.2.4.2.) et de la perte des alimentations électriques (cf §5.2.3.1.3.) vis-à-vis de la piscine de désactivation sont reconduites. La priorité est donnée à la restitution d'un appoint à la piscine.

Le ravitaillement en fioul et en huile des générateurs Diesel d'ultime secours est possible après un séisme.

5.2.5.3 Dispositions pouvant être envisagées pour renforcer la robustesse de l'installation

Les dispositifs présentés aux paragraphes 5.2.3.1.4 et 5.2.3.2.4 permettent de renforcer la robustesse de l'installation. **Ils seront conçus pour être opérationnels après séisme et robustes à un scénario d'inondation.**

5.2.6 CAS DE L'ASSEMBLAGE EN COURS DE MANUTENTION

La manutention des assemblages combustible en piscine désactivation est réalisée principalement lors des opérations de chargement/déchargement du cœur, et lors d'arrivée de combustible neuf et d'évacuation de combustible usé.

La manutention du combustible est assurée par le pont perche par un opérateur à partir d'un pupitre de commande solidaire du pont. Le pont n'est pas secouru électriquement, mais dispose d'une commande manuelle de secours.

Lorsqu'un assemblage est en cours de manutention, la tête de l'assemblage se trouve à un niveau plus élevé (environ +16,20 m) que les assemblages stockés dans le râtelier en fond de piscine.

Ainsi en cas de perte de refroidissement, si cet assemblage n'est pas reposé en fond de piscine du combustible, la hauteur d'eau au-dessus de cet assemblage est réduite et le délai avant découverture est diminué.

Afin de restaurer une autonomie suffisante, la parade consiste à reposer l'assemblage en fond de piscine. Cette action est demandée avant l'atteinte d'une température de 50°C en piscine de désactivation BK et donc avant toute baisse de niveau.

En cas de perte des sources électriques internes et externes, le pont perche n'est plus alimenté électriquement. Les opérateurs doivent donc utiliser les commandes manuelles de secours pour pouvoir reposer l'assemblage.

Les conditions d'intervention vont se dégrader progressivement au fur et à mesure de l'échauffement de la piscine de désactivation, rendant l'intervention inconfortable pour les opérateurs.

A l'issue de la remise en position sûre de l'assemblage, les délais avant le découverture du combustible sont donc les mêmes que ceux décrits au §5.2.3.

Sans action particulière de l'opérateur visant à descendre dans la piscine d'entreposage l'assemblage en cours de manutention, le délai minimal avant le découverture de l'assemblage combustible en cours de manutention serait de 11 h en états E et F et de plus de trois jours dans les autres états (scénario décrit au §5.2.5.1).

EDF mettra en œuvre des dispositions matérielles (de type dispositifs autonomes permettant de mettre en position sûre l'assemblage combustible et éclairage associé) et organisationnelles (mise à jour des gammes d'intervention) visant à faciliter la mise en position sûre d'un assemblage en manutention en cas de perte des sources électriques externes.

RECS du CNPE de FLAMANVILLE 3

Chapitre 6

Gestion des Accidents Graves

SOMMAIRE

6.1	Organisation de l'exploitant pour gérer l'accident et les perturbations possibles..	4
6.1.1	ORGANISATION PREVUE	4
6.1.1.1	Organisation de l'exploitant pour maîtriser la situation.....	4
6.1.1.2	Possibilité d'utiliser les équipements existants	7
6.1.1.3	Dispositions pour utiliser des moyens mobiles (disponibilité des moyens, délai nécessaire pour les acheminer sur le site et les mettre en marche) 7	7
6.1.1.4	Gestion de l'approvisionnement (combustible pour les générateurs diesels, eau,...)	7
6.1.1.5	Gestion des rejets radioactifs et les dispositions prévues pour les limiter	7
6.1.1.6	Systèmes de communication et d'information (internes et externes).....	8
6.1.2	PERTURBATIONS POSSIBLES VIS-A-VIS DES MESURES ENVISAGEES POUR GERER LES ACCIDENTS ET GESTION ASSOCIEE	9
6.1.2.1	Destruction importante des infrastructures autour de l'installation, y compris des moyens de communication	9
6.1.2.2	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 le site.....	9
6.1.2.3	Faisabilité et efficacité des mesures pour gérer les accidents en cas d'agressions externes (séismes, inondations)	10
6.1.2.4	Indisponibilité de l'alimentation électrique.....	10
6.1.2.5	Défaillance potentielle de l'instrumentation	10
6.1.2.6	Impact des autres installations avoisinantes sur le site.....	11
6.2	Réacteurs nucléaires.....	12
6.2.1	MESURES DE GESTION DES ACCIDENTS QUI SONT ACTUELLEMENT EN VIGUEUR AUX DIFFERENTS STADES D'UN ACCIDENT GRAVE, EN PARTICULIER CONSECUTIF A UNE PERTE DE LA FONCTION REFROIDISSEMENT DU CŒUR	12
6.2.1.1	Avant que le combustible ne soit endommagé dans la cuve du réacteur	12
6.2.1.2	Après l'entrée en situation d'accident grave suite à endommagement du combustible voire de la cuve	14
6.2.2	MESURES DE GESTION DES ACCIDENTS GRAVES ET ELEMENTS DE CONCEPTION DE L'INSTALLATION PERMETTANT DE PROTEGER L'INTEGRITE DU CONFINEMENT APRES L'ENDOMMAGEMENT DU COMBUSTIBLE	19
6.2.2.1	Gestion des risques hydrogène (dans et hors enceinte de confinement)	19
6.2.2.2	Prévention des surpressions dans l'enceinte de confinement,	21

6.2.2.3	Prévention du risque de re-criticité	24
6.2.2.4	Prévention du percement du radier : maintien du corium en cuve	25
6.2.2.5	Prévention du percement du radier : maintien du corium dans le récupérateur de corium	26
6.2.2.6	Mitigation du percement du radier	28
6.2.3	POINTS PARTICULIERS	28
6.2.3.1	Besoin et alimentation de courant électrique alternatif et continu des équipements utilisés pour la préservation de l'intégrité du confinement	28
6.2.3.2	Adéquation et disponibilité de l'instrumentation.....	28
6.2.3.3	Disponibilité et habitabilité de la salle de commande	29
6.2.3.4	Réduction de conséquences radiologiques de l'accident	30
6.2.3.5	Robustesse de la conduite AG en cas de cumul inondation et situation H3	30
6.3	Pour les piscines de combustibles du BK	31
6.3.1	MESURES DE GESTION DES CONSEQUENCES DE LA PERTE TOTALE DE LA FONCTION DE REFROIDISSEMENT DE L'EAU DE LA PISCINE	31
6.3.1.1	Avant et après la perte d'une protection appropriée contre les radiations	31
6.3.1.2	Avant et après le découverture du sommet du combustible en piscine	34
6.3.2	POINTS PARTICULIERS	35
6.3.2.1	Adéquation et disponibilité de l'instrumentation.....	35
6.3.2.2	Disponibilité et habitabilité de la salle de commande	35
6.3.2.3	Accumulations possibles d'hydrogène.....	35

6.1 ORGANISATION DE L'EXPLOITANT POUR GERER L'ACCIDENT ET LES PERTURBATIONS POSSIBLES

6.1.1 ORGANISATION PREVUE

6.1.1.1 Organisation de l'exploitant pour maîtriser la situation

6.1.1.1.1 La disponibilité en personnel compétent apte à intervenir et la gestion des relèves

Organisation qui sera mise en place vis-à-vis de la gestion d'un accident

L'organisation de crise est prévue pour faire face à n'importe quelle situation, qu'elle soit incidentelle, accidentelle ou un Accident Grave (AG). Cette organisation est présentée dans l'annexe « Organisation de crise EDF ». L'objectif des paragraphes suivants est de présenter les dispositions prévues dans l'organisation de crise pour gérer un AG.

L'organisation de gestion de crise d'un CNPE intègre un Plan d'Urgence Interne (PUI) qui est une obligation réglementaire dont l'objectif est de couvrir les situations présentant un risque notable pour la sûreté des installations, pouvant conduire à des rejets radioactifs, chimiques et/ou toxiques dans l'environnement. Le PUI couvre notamment la gestion des AG.

Le dimensionnement des équipes de conduite est réalisé dans le cadre d'un référentiel qui tient compte des situations accidentelles. Ce dimensionnement garantit l'autonomie de gestion par l'équipe de conduite durant la 1^{ère} heure d'accident. Au-delà de cette 1^{ère} heure, la mise en œuvre du PUI pourra venir compléter l'organisation mise en place par les équipes de conduite.

Cette organisation est compatible avec la cinétique de tels accidents.

La relève des équipes de conduite et de crise

La relève des équipes de conduite et de crise est décrite dans l'annexe « organisation de crise EDF ».

6.1.1.1.2 Les dispositions prises pour permettre une intervention optimale du personnel.

Sur le plan humain, la gestion de la crise ne se limitera pas à une gestion technique ; en particulier, les composantes humaines et organisationnelles seront prises en compte.

L'information du personnel dans les points de regroupement est primordiale, afin de mieux coordonner les actions des intervenants.

Une information de l'ensemble du personnel sera faite par un membre de l'équipe de direction, en préalable à la mise en œuvre d'une décision de retour au domicile des personnes non impliquées par la gestion de crise.

Sur le site, l'organisation intégrera, en phase post-accidentelle, l'assistance psychologique des intervenants et des témoins.

Sur le plan technique, les actions à réaliser immédiatement après l'entrée en accident grave ne nécessiteront pas d'optimisation de l'intervention par le personnel.

En revanche, pour les actions différées initiées en fonction de la cinétique de l'accident donc non prévisibles a priori, l'organisation nationale de crise pourra, après analyse et concertation avec ses appuis techniques, l'ASN et l'IRSN, optimiser certaines actions afin de réduire les risques des intervenants.

Sur le plan opérationnel, les dispositions sont détaillées au § 6.1.1.1.4.

Sur le plan de l'exposition aux radiations, 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 accident grave (cf. annexe « organisation RP et FARN »). Des stocks de comprimés d'iode stable sont prévus pour assurer leur distribution en situation d'urgence radiologique.

Par ailleurs, il est important de noter que si les principes habituels de radioprotection s'appliquent en situation accidentelle, il se peut que des interventions en milieu radiologiquement hostile soient à réaliser dans le cadre des expositions exceptionnelles :

- exposition d'urgence notamment s'il s'agit de sauver des vies humaines,
- exposition sous autorisation spéciale dans la phase post accidentelle.

L'appréciation du risque radiologique par les intervenants requiert la connaissance des dispositions de radioprotection et des valeurs utilisées en exploitation normale.

Les procédures accidentelles d'exploitation demandent l'intervention sur le terrain de personnel. Les opérations visant à placer les installations dans un meilleur état de sûreté doivent respecter, quelle que soit la situation, les règles de la radioprotection (limitation du temps d'exposition, utilisation d'écran, ...).

Des mesures de radioprotection sont prises afin de sécuriser les conditions d'intervention. Dans l'organisation PUI, une des missions du Poste de Commandement des Moyens (PCM) est de piloter l'ensemble des problèmes de logistique interne. Il met en œuvre les mesures de protection de personnel (regroupement, éloignement, décontamination), et les moyens d'intervention sur le site (balisages, transports, dépannages, télécommunications, équipements de protection).

Sur le plan de l'intervention, en fonction des conditions radiologiques sur le site, la prise de comprimés d'iode pour le personnel présent appelé à intervenir peut être demandée par le responsable d'astreinte de la direction du site (PCD1). Ces comprimés d'iode sont disponibles à proximité des salles de commande, des locaux de crise et des postes de commandement.

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 radioactive (cf. 6.2.3.3).

6.1.1.1.3 Le recours, lors des situations accidentelles, à un soutien technique hors site.

Le soutien technique hors site est décrit dans l'annexe « organisation de crise EDF ».

6.1.1.1.4 Les procédures, la formation et les exercices

Les procédures

L'accident de TMI en 1979 a montré entre autres l'importance de la compréhension par l'équipe des différents phénomènes qui apparaissent au cours de l'accident. La connaissance nécessaire à cette compréhension doit s'acquérir avant l'accident.

De même, il est essentiel que les utilisateurs aient confiance dans la conduite qui leur est prescrite. Cette confiance s'acquiert, elle aussi, avant l'évènement. La conception des documents ne suffit pas à éviter les erreurs, il est nécessaire de travailler sur l'action elle-même. A ce titre, des pratiques de fiabilisation des activités seront mises en œuvre pour que les opérateurs n'agissent plus par réflexe ou routine, mais prennent conscience de l'action qu'ils vont réaliser.

Des procédures spécifiques pour la gestion d'un accident grave seront déployées sur l'INB 167.

Une évolution périodique de ces procédures permettra de prendre en compte les évolutions matérielles (notamment le dernier ré-examen de sûreté) ainsi que les évolutions des connaissances des phénomènes physiques en accident grave.

La mise en œuvre des procédures spécifiques pour la gestion d'un Accident Grave sera effectuée selon les principes suivants :

- Le critère de détection de l'atteinte d'un début de fusion du combustible sera détecté par l'intermédiaire des procédures accidentelles mises en œuvre au préalable. Avant l'atteinte de ce critère, les équipes de crise effectueront un pronostic de délai de fusion du cœur en prenant en compte le diagnostic de l'évènement ainsi que d'éventuels facteurs aggravants additionnels. Ce pronostic permettra de préparer la décision de passage en gestion d'un accident grave et de prévoir les dispositions de protection des populations à mettre en œuvre.
- L'abandon des procédures accidentelles au profit des procédures spécifiques pour la gestion d'un Accident Grave sera validé par la direction du CNPE.

La formation et les exercices

Le maintien de la capacité des personnes à intervenir et des organisations à se mobiliser s'obtient par la formation des différents intervenants et la réalisation d'exercices périodiques.

La formation fait partie des préoccupations de l'exploitant en termes de transfert de connaissances et de mise à niveau des compétences des différents acteurs impliqués dans une crise nucléaire. C'est pourquoi, dans le cadre de la mise en service de l'INB167, des formations couvrant le domaine Accidents Graves et les outils de crise seront dispensés aux acteurs concernés.

Les populations à former seront les membres des équipes locales et nationales de crise concernés par les aspects techniques de gestion d'une situation accidentelle, les membres de la direction et les équipes de conduite pour la conduite des installations.

Par ailleurs, des exercices seront réalisés régulièrement, à la fois pour entraîner les équipes de crise et pour tester les moyens ainsi que les organisations en vue d'identifier les dysfonctionnements éventuels avant l'occurrence d'un éventuel accident.

Le retour d'expérience issu de l'ensemble de ces exercices sera utilisé pour faire progresser l'organisation de crise au niveau local et national, mais aussi pour améliorer la nécessaire coordination entre les Pouvoirs Publics et l'exploitant.

6.1.1.2 Possibilité d'utiliser les équipements existants

L'objectif des procédures de conduite en Accidents Graves est de définir « à l'avance » les actions spécifiques à entreprendre pour assurer le meilleur confinement possible des produits radioactifs, le plus longtemps possible.

L'EPR embarque dès la conception des matériels et dispositifs spécifiques à la gestion d'un accident grave (par exemple noyage passif du corium suite à son étalement dans la zone prévue à cet effet, recombineurs d'hydrogènes – matériel entièrement passif – permettant de recombinaison l'hydrogène produit en cas d'accident grave,...).

6.1.1.3 Dispositions pour utiliser des moyens mobiles (disponibilité des moyens, délai nécessaire pour les acheminer sur le site et les mettre en marche)

La conception de l'EPR intègre l'ensemble des moyens nécessaires à la conduite d'un accident grave. De manière conservatrice et dans le cadre des dispositions complémentaires proposées suite à cette évaluation complémentaire de sûreté, des moyens mobiles complémentaires nationaux pourront être mis en œuvre par la Force d'Action Rapide du Nucléaire (cf. annexe FARN).

6.1.1.4 Gestion de l'approvisionnement (combustible pour les générateurs diesels, eau,...)

La gestion de l'approvisionnement est présentée dans le volet H1-H3 au paragraphe 5.1.1.2.

6.1.1.5 Gestion des rejets radioactifs et les dispositions prévues pour les limiter

La surveillance du confinement a été développée dans le cadre des actions qui ont suivi l'accident de TMI aux USA en 1979. Cette surveillance sera déclinée dans la procédure dédiée (SPE) qui sera appliquée en situation accidentelle avant l'entrée en accident grave.

La surveillance du confinement sera également réalisée dans les procédures de conduite en accident grave.

La détection de défauts de confinement sera assurée par un suivi des valeurs absolues et/ou des tendances des paramètres correspondant à l'instrumentation qualifiée aux AG suivantes :

- Niveaux d'eau dans les puisards des locaux du système d'évacuation ultime de chaleur EVU ;
- Débit de dose dans ces locaux EVU, dans l'Espace Entre-Enceinte (EEE), dans l'enceinte ;
- Activité dans la cheminée ;
- Débit volumique dans le système de ventilation des Bâtiments des Auxiliaires de Sauvegarde (BAS), du bâtiment combustible (BK), de l'EEE ;
- Débit de dose mesuré par les balises sur le site ;
- Dépression dans l'EEE ;
- Températures amont-aval des réchauffeurs du système de ventilation (EDE) de l'espace entre-enceinte ;
- Niveau dans la bêche à soude EVU ;
- Détection de l'encrassement des filtres EVU ;
- Pression dans l'enceinte ;
- Détection de la rupture de cuve ;
- Température à la cheminée du récupérateur de corium ;
- Température à l'entrée du canal principal de refroidissement du récupérateur du corium ;
- Position des vannes passives de noyage du corium.

Ces informations seront régulièrement transmises depuis la salle de commande à toutes les équipes d'appui expertise.

Les dispositions matérielles et les stratégies de conduite en Accident Grave permettant de limiter les rejets radioactifs sont présentées au §6.2.

6.1.1.6 Systèmes de communication et d'information (internes et externes)

La gestion des systèmes de communication de l'information dans une situation accidentelle est présentée dans l'annexe « Organisation de crise EDF ».

Sur l'EPR de Flamanville 3, afin de fiabiliser les liaisons entre la salle de commande et les agents de terrain en situation de perte totale des alimentations électriques, un réseau de généphones sera mis en place dans les locaux identifiés comme nécessaires à la gestion de ces situations.

6.1.2 PERTURBATIONS POSSIBLES VIS-A-VIS DES MESURES ENVISAGEES POUR GERER LES ACCIDENTS ET GESTION ASSOCIEE

6.1.2.1 Destruction importante des infrastructures autour de l'installation, y compris des moyens de communication

L'adaptation de l'organisation de crise à des destructions importantes autour de l'installation n'est pas spécifique à l'AG, elle est donc présentée dans l'annexe « organisation de crise EDF ».

La destruction importante d'infrastructures autour des installations est abordée aux paragraphes 2.1.2.4 du chapitre traitant des séismes et 3.1.2.4.3. du chapitre traitant des inondations. Les mesures complémentaires prévues par EDF pour faire face aux difficultés physiques ou matérielles éventuelles pour les personnels d'astreinte intervenant sur site sont décrites aux paragraphes 2.2.2.2.2 et 3.2.5 de ces chapitres.

De plus pour faire face à des situations de destructions importantes des infrastructures autour de l'installation, EDF prévoit la création d'une Force d'Action Rapide Nucléaire (voir annexe « FARN »).

6.1.2.2 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 le site

6.1.2.2.1 Impact sur l'accessibilité et l'habitabilité de la salle de commande principale et de la station de repli, mesures à prendre pour éviter ou pour gérer cette situation

En situation d'accident grave, les actions permettant de garantir le confinement seront mises en œuvre, ainsi que les actions permettant de stopper la fusion du cœur. La restauration des systèmes défaillants sera entreprise avec l'aide des équipes d'appui grées.

Dans le cas peu probable de débits de dose importants, EDF étudie l'impact sur les salles de commande du site. L'accessibilité et l'habitabilité de la salle de commande dans ces conditions sont traitées au § 6.2.3.3.

6.1.2.2.2 Impact sur les différents locaux utilisés par les équipes de crise ou dont l'accès serait nécessaire à la gestion de l'accident

L'accessibilité et l'habitabilité des Locaux Techniques de Crise (LTC) sont identiques à celles des salles de commande.

Pour ce qui concerne le Bloc de Sécurité, lieu de pilotage de la gestion de crise, cf. partie Flamanville 1-2 du rapport (chapitres 2, 3 et 6).

6.1.2.3 Faisabilité et efficacité des mesures pour gérer les accidents en cas d'agressions externes (séismes, inondations)

L'application des procédures ne sera pas impactée par une agression externe (séisme, inondation) : la salle de commande est robuste aux agressions.

En cas d'accident grave cumulé avec une inondation ou un séisme, les équipements utilisés dans l'enceinte de confinement ne sont pas affectés. L'équipe de conduite aura à sa disposition les procédures pour faire face à cette situation et pour en gérer les conséquences.

Compte tenu de l'agression (séisme et ses répliques, inondation), une optimisation des procédures pourra être nécessaire avec l'appui de l'organisation nationale de crise.

Les actions à réaliser en local devront être sécurisées (en cas de perte de l'éclairage des bâtiments par exemple).

Les moyens de communication utilisés dans le cadre du fonctionnement normal pourraient être rendus défectueux par l'agression externe. Ce point est traité dans l'annexe « organisation de crise EDF ».

6.1.2.4 Indisponibilité de l'alimentation électrique

Dans le cas de perte totale des alimentations électriques (perte des sources externes et des diesels), l'éclairage de sauvegarde de la salle de commande, de la station de repli et du local technique de crise, ainsi que la mise à disposition d'un ensemble suffisant d'informations en accident grave, sont assurés par batteries (cf. § 5.1.2.2.), et l'habitabilité (atmosphère respirable) pour l'équipe de conduite est naturellement assurée pendant une durée de 3 jours.

Dans ce cas de perte d'alimentation, les dispositions pouvant être envisagées pour renforcer la robustesse de l'installation (cf. § 5.1.2.2.4) visent à prolonger sur le long terme ces fonctions d'éclairage et d'habitabilité.

Les moyens de télécommunications utilisés dans le cadre du fonctionnement normal pourraient être rendus indisponibles. Ce point est traité dans l'annexe « organisation de crise EDF ».

L'impact de l'indisponibilité de l'alimentation électrique sur l'habitabilité de la salle de commande et sur l'instrumentation utilisée en accident grave est traité dans les § 6.2.

6.1.2.5 Défaillance potentielle de l'instrumentation

Le diagnostic et le pronostic seront réalisés par les équipes de crise sur la base de la mesure de certains paramètres identifiés. Ces mesures seront transmises par le site par l'intermédiaire d'un message écrit et remis à jour tous les quarts d'heure. Ce message sera validé sur le site avant transmission aux équipes de crise. A réception de ce message, les équipes de crise s'assureront de la cohérence entre les différents paramètres physiques par inter-comparaison afin de valider ces informations et détecter les indisponibilités potentielles ou les éventuelles incohérences.

Une méthode de diagnostic et pronostic sera utilisée par les équipes de crise. Elle s'appuiera sur les mesures transmises par le site. Cette méthode sera systématiquement appliquée lors de chaque exercice de crise afin d'entraîner les équipes de crise à son application. Par ailleurs, une confrontation entre experts techniques des différents centres de crise sera effectuée afin de partager le diagnostic et le pronostic de la situation.

6.1.2.6 Impact des autres installations avoisinantes sur le site.

Les activités industrielles dans l'environnement du site de Flamanville ne présentent pas de risque pour le fonctionnement de l'installation de la tranche 3.

6.2 REACTEURS NUCLEAIRES

6.2.1 MESURES DE GESTION DES ACCIDENTS QUI SONT ACTUELLEMENT EN VIGUEUR AUX DIFFERENTS STADES D'UN ACCIDENT GRAVE, EN PARTICULIER CONSECUTIF A UNE PERTE DE LA FONCTION REFROIDISSEMENT DU CŒUR

Sur un réacteur électronucléaire, hors piscine d'entreposage combustible, un Accident Grave (AG) se définit comme une situation de fusion d'une partie ou de la totalité des éléments combustibles qui constituent le cœur du réacteur. La conception de l'EPR permet de rendre extrêmement improbable le risque d'entrer dans une situation d'accident grave. Pour autant, outre les dispositions de conception visant à limiter considérablement le risque d'accident grave, l'EPR est conçu pour limiter les conséquences d'un éventuel accident grave.

6.2.1.1 Avant que le combustible ne soit endommagé dans la cuve du réacteur

6.2.1.1.1 Dispositions de prévention

La démarche de prévention de l'accident grave sur EPR est similaire à celle appliquée pour les réacteurs en exploitation (voir ce même § en partie Flamanville 1-2 du rapport) et 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.

La conception de l'EPR couvre dès l'origine le retour d'expérience international et intègre de nombreuses lignes de défense destinées à prévenir la dégradation du combustible.

Les dispositions mises en œuvre pour éviter de rentrer en situation d'accident grave, notamment suite à des situations d'inondation (§3), de séisme (§2) ou de perte des alimentations électriques ou de la source froide (§5) sont décrites dans les paragraphes précédents.

6.2.1.1.2 Cinétique d'entrée en accident grave, effets falaise

Outre les dispositions visant à limiter considérablement le risque d'accident grave, l'EPR est conçu pour limiter les conséquences d'un éventuel accident grave. L'objectif de sûreté principal est la limitation des rejets dans l'environnement. Ainsi, les scénarios d'accident grave ont été pris en compte à la conception avec comme objectif de ne nécessiter que des mesures de protection des populations très limitées en termes d'étendue et de durée. En particulier, les dispositions de conception permettent d'atteindre cet objectif en limitant la montée en pression dans l'enceinte.

La situation très hypothétique d'accident grave est toujours consécutive à un initiateur (brèche sur un circuit, perte des alimentations électriques externes, ...) cumulé à la perte des systèmes de sauvegarde (perte de l'injection de sécurité, des diesels de secours, ...). Comme indiqué précédemment, ces situations sont prises en compte à la

conception pour l'EPR. En particulier, les scénarios relatifs à la perte des sources électriques et à la perte de la source froide considérés pour la conception sont :

- la perte de la chaîne de refroidissement RRI/SEC, associée ou non à la perte de la station de pompage,
- la perte totale des deux alimentations électriques externes cumulée à la perte des 6 générateurs diesels (PTAE), avec recouvrement d'un moyen d'alimentation électrique 12 heures après l'initiateur.

L'instant d'entrée en AG après l'initiateur de l'accident est très dépendant du scénario considéré et dépend au premier ordre de la capacité à évacuer la puissance résiduelle du cœur. Celle-ci repose en premier lieu sur l'efficacité d'évacuation de la puissance par le circuit secondaire puis, en cas d'indisponibilité du refroidissement par le secondaire, sur l'injection de sécurité associée à l'ouverture des vannes de dépressurisation du circuit primaire.

La cinétique des scénarios de perte des alimentations électriques et de perte de la chaîne de refroidissement est décrite respectivement dans les chapitres 5.1.2. et 5.1.3. Pour ces scénarios, les différentes lignes de défense (diesels principaux, diesels SBO, ré-alimentation de la bache ASG) permettent de limiter considérablement le risque d'entrée en accident grave et, en cas d'échec des lignes de défenses successives, de retarder sensiblement l'entrée en accident grave.

De manière générale, pour les scénarios relatifs à la perte des sources électriques et à la perte de la source froide, les effets faibles susceptibles d'impacter l'instant d'entrée en Accident Grave et la cinétique du scénario sont :

- l'échec de la mise en service de l'ISBP ou du refroidissement diversifié par le DEL,
- l'échec au démarrage des deux diesels SBO,
- la fin d'autonomie des diesels SBO.

Le cas particulier du scénario de perte totale de toutes les alimentations électriques – tranche initialement en puissance – constitue le scénario dimensionnant en terme de cinétique d'entrée en accident grave pour l'EPR. En effet, en cas de perte totale de la chaîne de refroidissement (en considérant au moins un diesel SBO disponible), les moyens de mitigation disponibles permettent de retarder sensiblement le délai d'entrée en accident grave qui est alors d'environ 9 jours après le début du scénario contre quelques heures pour la situation de perte totale de toutes les alimentations électriques. C'est donc ce scénario qui est analysé dans la suite du document.

La situation de perte totale de toutes les alimentations électriques correspond à la perte cumulée des deux alimentations électriques externes, des quatre diesels principaux et des deux diesels SBO. Cette situation très hypothétique est étudiée au titre du dimensionnement des systèmes de mitigation des accidents graves de l'EPR. Pour cette situation de conception, un moyen d'alimentation électrique (interne ou externe) est considéré retrouvé 12 heures après l'initiateur.

Dans cette situation, l'alimentation de secours des générateurs de vapeur est indisponible ainsi que l'injection de sécurité. Dans ces conditions, le volume d'eau présent côté secondaire des générateurs de vapeur assure l'évacuation de puissance par sa vaporisation ; l'entrée en accident grave intervient sous quelques heures.

Pour l'EPR, l'entrée en AG est considérée effective lorsque la température en sortie du cœur (Tric) est supérieure à 650 °C, ou lorsque le débit de dose dans l'enceinte est très élevé (critère associé aux situations pour lesquelles la mesure Tric est indisponible).

L'ensemble des informations et des moyens nécessaires à la gestion de l'accident grave en cas de perte totale de toutes les alimentations électriques (y compris les instrumentations utilisées pour caractériser l'entrée en accident grave) est géré par le CCAG (contrôle-commande accident grave) et son « interface homme-machine » dédiée (PAG – Pupitre Accident Grave). Ces équipements sont alors alimentés par les batteries 12h assurant leur disponibilité.

En ce qui concerne le confinement, les vannes d'isolement intérieures enceinte, ainsi que la filtration iode de l'espace entre-enceinte, sont secourues par les batteries 2h. L'isolement des traversées de l'enceinte et le basculement des ventilations sur filtration iode est systématiquement réalisé avant l'entrée en accident grave et avant épuisement des batteries 2h.

Le système DCL de ventilation/conditionnement de la salle de commande est secouru par les diesels SBO. Il en est de même de l'éclairage de sauvegarde qui assure l'éclairage de la salle de commande, du local technique de crise et de la station de repli. Pour la situation de perte totale de toutes les alimentations électriques, une période de grâce suffisamment longue garantit qu'en l'absence de ventilation, l'atmosphère en salle de commande reste respirable (voir chapitre 6.2.1.2.2) ; l'éclairage de sauvegarde est quant à lui secouru par les batteries 12h.

6.2.1.1.3 Actions possibles pour empêcher l'endommagement du combustible

Toutes les mesures visant à éviter l'endommagement du combustible sont mises en œuvre avant le dépassement du critère d'entrée en AG, c'est-à-dire lors de la conduite incidentelle/accidentelle (CIA) (voir 6.2.1.1.1). L'entrée en accident grave (AG) correspond au début de la dégradation du cœur.

6.2.1.2 Après l'entrée en situation d'accident grave suite à endommagement du combustible voire de la cuve

6.2.1.2.1 Identification des risques, effets falaise, cinétique des accidents graves

Les risques identifiés lors d'une situation d'accident grave sont les suivants :

- risque dû à la production d'hydrogène ;
- risque d'explosion vapeur en cuve ;
- risque d'échauffement direct de l'enceinte ;
- risque d'explosion vapeur hors cuve ;
- risque de pressurisation lente de l'enceinte ;
- risque de percée du radier.

Les phénomènes physiques associés à chacun de ces risques sont développés dans ce même § en partie « Flamanville 1 et 2 ».

6.2.1.2.2 Identification des parades existantes pour les différents risques et dispositions de conception associées

A. Rappel des dispositions matérielles AG

La conception des moyens de mitigation des accidents graves est réalisée sur la base de scénarios représentatifs des phénomènes physiques à pallier. Parmi ces scénarios, le scénario de « perte totale des alimentations électriques » en puissance décrit dans le paragraphe précédent (§ 6.2.1.1) constitue le scénario enveloppe du point de vue de la cinétique de la séquence, et sollicite l'ensemble des fonctions de mitigation requises.

Les fonctions requises pour la mitigation d'un accident grave et les dispositions de conception associées sont les suivantes :

- La dépressurisation du circuit primaire : 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. Le détail est fourni au chapitre 6.2.2.2. L'opérateur dispose d'une heure après l'entrée en accident grave pour ouvrir ces lignes, qui sont alimentées par les batteries 12h.
- Le contrôle de la concentration en hydrogène : des recombineurs catalytiques d'hydrogène passifs et les dispositifs du système dédié (ETY) permettent de contrôler la concentration et la répartition de l'hydrogène dans l'enceinte et de garantir qu'une éventuelle combustion d'hydrogène n'entraînerait pas de risque de défaillance du confinement. Le détail est fourni au chapitre 6.2.2.1.
- La protection du radier : le dispositif de récupération du corium vise à obtenir une configuration stable du bain de corium sans mettre en danger l'intégrité de l'enceinte. 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. Le détail est fourni au chapitre 6.2.2.5.
- La dépressurisation de l'enceinte et l'évacuation de la puissance résiduelle : 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. Le détail est fourni au chapitre 6.2.2.2. Dans la situation de conception considérée, l'EVU est mis en service 12 heures après l'entrée en accident grave, à la suite du recouvrement d'une source électrique. Cependant, tout en respectant les conditions compatibles avec son fonctionnement, la remise en service du 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.
- Le confinement : la conception de l'enceinte de confinement est telle qu'il n'existe pas de chemin de fuite direct de l'enceinte de confinement vers l'environnement. Les tuyauteries susceptibles de transporter des substances radioactives hors de l'enceinte débouchent dans des bâtiments périphériques dont l'atmosphère est ventilée/filtrée. La ventilation filtrée de l'espace entre enceinte et celle des bâtiments périphériques, associées à l'isolement des traversées de l'enceinte, permettent de limiter de manière significative les conséquences radiologiques. Ces ventilations sont secourues par les diesels principaux et par les diesels d'ultime

secours (ou diesels SBO). Pour la situation de « perte totale de toutes les alimentations électriques », la ventilation iode (EDE) de l'espace entre enceinte est secourue par les batteries 12h. Ainsi, l'isolement des traversées enceinte et la mise en service d'une file de filtration iode EDE sont systématiquement réalisés avant l'entrée en accident grave et avant épuisement des batteries 2h. La mise en service de la filtration iode des bâtiments périphériques après 12 heures (DWL et EBA petit débit) permet de limiter les rejets radiologiques.

- Le contrôle de la réactivité : une concentration minimale de bore dans l'IRWST permet d'écartier le risque de retour en criticité du corium.
- Des dispositions de conception sont prises pour garantir un puits de cuve sec et une zone d'étalement sèche vis-à-vis du risque d'explosion vapeur hors cuve.
- L'habitabilité de la salle de commande : la ventilation DCL garantit le caractère habitable de la salle de commande, tant vis-à-vis du renouvellement de l'air que de la température (cf. § 6.2.3.3 pour l'aspect relatif à la contamination atmosphérique). Dans le cas particulier de la situation de « perte totale de toutes les alimentations électriques », une période de grâce de 3 jours est disponible pendant laquelle l'atmosphère de la salle de commande demeure respirable. Au-delà, la ventilation DCL doit être mise en service. Dans la situation de conception considérée, la ventilation DCL est mise en service après 12 heures, au retour d'une alimentation électrique.

Un ensemble d'informations nécessaires à la gestion des accidents graves est disponible en salle de commande. Dans la situation particulière de perte totale de toutes les alimentations électriques, un contrôle-commande dédié, le CCAG, et son « interface homme-machine » dédiée (PAG – Pupitre Accident Grave), sont secourus par les batteries 12h et permettent de disposer des informations requises pour la conduite de cette situation. Les instrumentations associées sont elles-mêmes secourues par les batteries 12h. Le fonctionnement du contrôle-commande est assuré au-delà de 12 heures par la récupération d'une alimentation électrique (interne ou externe). L'éclairage de la salle de commande et des locaux adjacents est secouru par les diesels principaux et par les diesels SBO. Un éclairage de sauvegarde est également secouru par les batteries 12h.

Ainsi, les batteries 12h associées au contrôle-commande accident grave (CCAG) permettent de couvrir les 12 premières heures de la séquence.

B. Rappel des dispositions de conduite AG

La conduite Accident Grave pour l'EPR FA3 couvre tous les états initiaux du réacteur que ce soit en puissance ou en état d'arrêt, sauf l'état d'arrêt avec cœur complètement déchargé. Lorsque la situation évolue vers une fusion partielle ou totale du cœur, les procédures de conduite incidentelle / accidentelle (CIA) ne sont plus nécessairement adaptées à la situation. La priorité n'est plus donnée à la sauvegarde du cœur mais au maintien du confinement de l'enceinte pour éviter ou diminuer les relâchements radioactifs dans l'environnement. C'est le domaine des Accidents Graves (AG).

Les critères d'entrée en AG sont une température maximum en sortie cœur supérieure à 650°C, ou, dans le cas où les mesures TRIC de température sortie cœur sont indisponibles (en état d'arrêt avec circuit primaire suffisamment ouvert), un débit de dose dans l'enceinte de confinement supérieur à un seuil (fonction du temps). La

décision du passage en AG est matérialisée par l'abandon définitif par l'équipe de conduite des procédures de conduite (CIA) en cours et par le passage à l'application des documents opératoires spécifiques à la conduite en AG. L'application de la conduite AG est requise lorsque le critère est atteint et que la décision d'entrée dans le domaine de gestion des AG a été validée.

Les conditions d'ambiance dégradées caractérisant les situations d'accident grave sont telles que les matériels habituellement utilisés en (CIA) peuvent se trouver hors de leur domaine de qualification. Il est donc exclu de retourner dans le domaine CIA après avoir atteint les critères AG afin d'éviter d'utiliser des équipements potentiellement détériorés ou défectueux. De ce fait l'entrée dans le domaine de conduite AG est irréversible.

Les préconisations de conduite en situation d'accident grave résultent de choix effectués sur la base des connaissances internationales sur les phénomènes du domaine accident grave. L'objet est de proposer des préconisations faisant consensus dans le but d'éviter les débats d'expert en temps réel et permettre la réalisation des actions appropriées en temps utiles. Ces préconisations ont toutes pour objectif final la limitation des rejets dans l'environnement en situation d'accident grave. Cette volonté de minimiser les réflexions autour des actions à réaliser dans le cas d'un accident grave a mené à la distinction de deux types d'actions de conduite.

Actions immédiates et différées :

Les actions préconisées dans la conduite AG sont de deux types :

- Des actions dites « immédiates », à réaliser par les équipes de conduite en application directe de leurs documents opératoires : ce sont des actions de conduite qui ne nécessitent pas d'évaluation préalable à leur mise en œuvre et qui doivent être engagées sans délai après la prise de décision d'entrer en Accident Grave. Ces actions immédiates permettent aux opérateurs de gérer la mise en service des systèmes AG et la préparation des futures actions de mitigation. Les opérateurs appliquent les procédures présentes dans leurs documents opératoires sans en référer aux équipes de crise qui peuvent être encore en cours de grèvement.
- Des actions dites « différées » nécessitant une analyse et une évaluation par les équipes de crise, avant une décision de mise en œuvre, prise conformément aux rôles et responsabilités définis dans le PUI. C'est pour ces actions dites différées que s'établit un échange entre les opérateurs et les équipes de crise. L'objectif est alors de mettre en place des actions spécifiques à l'accident en cours de déroulement par une analyse de la situation par les équipes de crise.

Le diagnostic et les fonctions de sûreté AG :

La conduite se structure autour d'un élément principal : le diagnostic. Dans le cas de la conduite AG, le diagnostic est proposé en un seul outil depuis l'entrée en Accident Grave jusqu'à la stabilisation du cœur et l'atteinte d'un état stabilisé et maîtrisé. C'est l'outil qui aide à déterminer les stratégies. De manière générale il est admis qu'il n'est pas garanti de pouvoir déterminer les causes et la progression détaillée de l'accident grave. De ce fait, la conduite accident grave utilise des outils de diagnostic de la situation ou de l'état de l'installation. Le diagnostic repose sur 3 fonctions de sûreté AG dont les objectifs sont :

- Réduire autant que possible les relâchements dans l'environnement. La fonction de sûreté AG Relâchement permet de prendre en compte les conséquences radiologiques de l'accident sur le site, et d'adapter les stratégies de mitigation de l'événement en fonction des fuites radiologiques détectées. Cette fonction de sûreté AG permet de détecter des anomalies et de recommander une recherche au cas par cas de l'origine de la fuite afin d'être en mesure d'appliquer la bonne stratégie.
- Maintenir l'intégrité de l'enceinte et restaurer un état maîtrisé et stabilisé. La vérification de la tenue de l'enceinte est assurée dans le cadre du suivi de la fonction de sûreté AG Enceinte. Celle-ci permet de mettre en évidence les modes de mise en échec de l'enceinte en se basant sur la mesure de pression dans l'enceinte.
- Evacuer la chaleur du cœur et l'amener dans un état maîtrisé et stabilisé. La fonction de sûreté AG Refroidissement permet le contrôle de la chaleur résiduelle dans le cas d'un corium localisé hors cuve.

Afin de connaître l'état de dégradation de l'installation et de mener les actions prioritaires nécessaires, le diagnostic présente deux niveaux de priorité entre ces trois fonctions de sûreté AG :

- En premier lieu un niveau de dégradation des fonctions :
 - Un niveau de dégradation avéré,
 - Une situation dégradée pouvant conduire à un danger,
 - Un état maîtrisé mais pas encore stable,
 - Un état maîtrisé et stabilisé.
- En second lieu, si plusieurs fonctions de sûreté AG ont un même niveau de dégradation, on applique l'ordre de priorité : « Relâchement » puis « Enceinte » puis « Refroidissement ».

Le suivi en continu des fonctions de sûreté AG permet de détecter un changement de situation, une action mal appropriée ou un effet secondaire néfaste et de rectifier les actions à mener en accord avec le nouveau diagnostic des priorités.

Objectifs de conduite :

A travers ces trois fonctions de sûreté AG, les priorités de la conduite AG sont le maintien du confinement et la limitation des rejets dans l'environnement. Les principaux objectifs de conduite associés aux systèmes dédiés et conçus pour faire face à ces objectifs de conduite (présentés précédemment) sont les suivants :

- La dépressurisation du circuit primaire : l'action d'ouverture d'une ligne de décharge fait partie des actions immédiates.
- Le contrôle de l'hydrogène : les systèmes de contrôle de l'hydrogène sont passifs et ne nécessitent pas d'action de conduite. Le bon fonctionnement de certains d'entre eux sera néanmoins vérifié en salle de commande. (voir 6.2.2.1)
- La protection du radier : le concept de rétention du corium est passif et son bon déroulement est suivi en salle de commande grâce à diverses instrumentations dédiées. (voir 6.2.2.5)
- L'évacuation de la puissance résiduelle hors de l'enceinte : la mise en service manuelle de l'EVU permet d'évacuer la puissance résiduelle de l'enceinte.

- Le contrôle de la pression dans l'enceinte : l'activation manuelle de l'EVU en aspersion maintient une pression dans l'enceinte inférieure à la pression de dimensionnement.
- La limitation des rejets : la limitation des rejets dans l'environnement résulte de l'activation de plusieurs systèmes dont ceux énoncés précédemment. On peut y ajouter l'isolement des chemins potentiels de fuite vers l'environnement, en particulier l'isolement de toutes les lignes pénétrant l'enceinte (sauf EVU), ainsi que l'évacuation et la fermeture du bâtiment réacteur. En situation d'arrêt du réacteur, la gestion du Tampon d'Accès Matériel (TAM) est prévue identique à celle des réacteurs du parc en exploitation (voir § 6.2.1.2.2 de la partie Flamanville 1-2 du rapport). La mise en service de systèmes de ventilations/filtrations accidentels et l'injection de soude dans l'IRWST participent aussi à la limitation des rejets dans l'environnement.

L'atteinte de ces différents objectifs est nécessaire à la mitigation d'un accident grave. Ainsi le bon fonctionnement des systèmes énumérés ci-dessus est suivi en salle de commande grâce à plusieurs instrumentations. En accident grave, on distingue deux types d'instrumentations : les instrumentations nécessaires pour réaliser des actions de conduite et les instrumentations utiles pour suivre la progression de l'accident.

6.2.2 MESURES DE GESTION DES ACCIDENTS GRAVES ET ELEMENTS DE CONCEPTION DE L'INSTALLATION PERMETTANT DE PROTEGER L'INTEGRITE DU CONFINEMENT APRES L'ENDOMMAGEMENT DU COMBUSTIBLE

6.2.2.1 Gestion des risques hydrogène (dans et hors enceinte de confinement)

6.2.2.1.1 Dispositions de conception et d'exploitation

Dispositions de conception

La gestion du risque hydrogène est prise en compte à la conception de l'EPR. Elle repose essentiellement sur le système ETY. Ce système permet de limiter la concentration moyenne et locale de l'hydrogène dans l'enceinte de façon à garantir l'intégrité de l'enceinte en cas de combustion de l'hydrogène. Ce système contribue ainsi au confinement des substances radioactives en situation d'accident grave.

Le système de contrôle de la concentration d'hydrogène s'appuie sur deux types de dispositifs :

- des recombineurs autocatalytiques passifs, répartis dans le bâtiment réacteur, permettant la recombinaison de l'hydrogène produit ;
- 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 (dilution de l'hydrogène dans tout le volume de l'enceinte). Ces dispositifs sont sûrs (restent en position ouverte une fois ouverts).

Les recombineurs d'hydrogène sont notamment répartis dans les locaux des composants primaires pour éliminer l'hydrogène au plus proche des zones d'émission de gaz, au plus tôt et avec une grande efficacité. Ils fonctionnent de manière passive par convection de l'air à travers les plaques catalytiques du dispositif et favorisent la recombinaison sous forme de vapeur d'eau de l'hydrogène avec l'oxygène de l'air.

Les volets sont situés dans la partie inférieure de l'enceinte, entre l'IRWST et l'espace annulaire. Leur ouverture est réalisée automatiquement sur un seuil de pression élevé ou un différentiel de pression important entre les deux zones du bâtiment réacteur. L'ouverture est passive en cas de perte électrique (position de sécurité « ouverte »). Une commande manuelle d'ouverture permet également d'activer ces dispositifs.

Les disques de rupture et de convection sont situés au-dessus de chacun des générateurs de vapeur. Les disques de rupture s'ouvrent de manière passive sur différence de pression. Les disques de convection s'ouvrent de manière passive sur différence de pression ou sur un seuil de température.

Dispositions d'exploitation

Les objectifs en terme de contrôle du risque hydrogène sont atteints grâce au fonctionnement de systèmes passifs et ne nécessitent donc pas d'action de conduite spécifique.

Des thermocouples permettent de vérifier le bon fonctionnement de certains recombineurs à des emplacements différents. Une augmentation de température de ces thermocouples est une indication du bon fonctionnement de ces systèmes et donc de la présence d'hydrogène dans l'enceinte. Cette mesure est donnée à titre indicatif pour un meilleur suivi de l'accident grave mais n'est pas utilisée pour mettre en œuvre des actions de conduite spécifiques.

Le bon fonctionnement des dispositifs d'homogénéisation de l'atmosphère de l'enceinte est confirmé dans le cadre des actions immédiates suite à l'entrée en AG grâce à l'action de confirmation de l'ouverture des volets séparateurs depuis la salle de commande.

6.2.2.1.2 Risques d'effet falaise

Comme pour les réacteurs du parc, l'effet falaise à éviter est la perte de l'intégrité de l'enceinte consécutive à une déflagration de l'hydrogène produit lors de la dégradation du cœur (par réaction d'oxydation des gaines de combustible) ou lors de la réaction d'interaction corium/béton dans le puits de cuve puis dans le récupérateur. Les études citées au paragraphe suivant montrent qu'en cas de combustion, la pression reste toujours inférieure à la pression de dimensionnement de l'enceinte (5,5 bar).

6.2.2.1.3 Adéquation des mesures de gestion existantes et dispositions complémentaires possibles

Dans le cadre du référentiel de sûreté, les études ont permis de dimensionner le nombre et l'emplacement des recombineurs d'hydrogène. Ces études, fondées sur des scénarios représentatifs et extrêmes en termes de production d'hydrogène, justifient que les chargements résultant d'une combustion d'hydrogène n'entraînent aucun risque de défaillance du confinement. Ces études couvrent les phénomènes de déflagration globale de l'hydrogène ainsi que les phénomènes dynamiques (accélération de flamme et transition déflagration-détonation). Les scénarios extrêmes sont utilisés pour montrer la robustesse des mesures de mitigation proposées, et justifier qu'il n'y a pas d'effet falaise dans l'analyse du risque.

Par ailleurs, le risque hydrogène dans l'espace entre-enceinte et les bâtiments périphériques de l'EPR est considéré comme exclu. En effet, les dispositions de conception suivantes de l'EPR tendent à limiter fortement le risque dans l'espace entre enceinte, zone *a priori* la plus sensible au niveau du risque hors enceinte interne :

- La présence d'une peau métallique sur l'intrados de la paroi interne de l'enceinte de confinement limite fortement les fuites d'hydrogène en provenance du BR,
- La présence du récupérateur de corium qui, en limitant très fortement la durée de l'Interaction Corium-Béton (à celle de l'érosion du béton « sacrificiel »), va soit supprimer la situation où les recombineurs ne pourraient plus fonctionner par absence d'oxygène pour assurer la recombinaison, soit fortement limiter la durée de la phase, potentiellement critique pour le risque hydrogène dans l'EEE, de production d'hydrogène (et de monoxyde de carbone CO) sans recombinaison dans le BR.

Les situations complémentaires considérées au titre de l'évaluation complémentaire de sûreté sont couvertes en termes de production d'hydrogène par les situations traitées dans le référentiel de sûreté. Le caractère passif des recombineurs (qui ne nécessitent aucun système support de type contrôle-commande, source de puissance ou source froide) leur permet d'assurer leur fonction même dans ces situations très dégradées. De la même façon, les disques de convection et de rupture situés au dessus des casemates GV sont passifs. En outre, les volets situés en partie basse de l'enceinte sont à position de sécurité « ouverte » sur manque de tension. L'homogénéisation de l'atmosphère de l'enceinte est par conséquent assurée pour ces situations complémentaires.

En conclusion, aucune disposition complémentaire n'apparaît nécessaire pour le contrôle de la concentration en hydrogène.

6.2.2.2 Prévention des surpressions dans l'enceinte de confinement

6.2.2.2.1 Dispositions de conception et d'exploitation

Dispositions de conception

Outre le risque lié à une combustion hydrogène analysé au chapitre précédent, les principaux risques de perte de confinement par pressurisation de l'enceinte sont :

- le risque de fusion en pression,
- le risque d'explosion vapeur,
- le risque de pressurisation lente de l'enceinte.

Fusion en pression

Afin d'éviter la fusion en pression, le circuit primaire de l'EPR est doté de deux lignes de dépressurisation redondantes, présentant chacune une capacité de décharge importante. Chaque ligne comporte deux vannes en série. Une seule des deux lignes permet d'assurer la fonction de dépressurisation. L'ouverture d'une ligne est demandée dans la plupart des situations bien avant l'entrée en accident grave sur un critère de surchauffe dans le circuit primaire. De plus, une ligne est systématiquement ouverte à l'entrée en accident grave. En situation de perte totale des alimentations

électriques, les deux lignes sont secourues par les batteries 12h et rendues opérationnelles par le contrôle-commande dédié.

Explosion vapeur

Le risque d'explosion vapeur sur EPR est résiduel. Des dispositions de conception garantissent que le puits de cuve et le récupérateur de corium sont secs au moment de la percée de la cuve et de l'étalement du corium.

Pressurisation lente de l'enceinte

En situation d'accident grave sur EPR, la limitation de la pression dans l'enceinte et l'évacuation de la puissance résiduelle sont des fonctions assurées par le système EVU. La puissance résiduelle est transférée vers la source froide ultime dédiée SRU.

La limitation de la pression est réalisée grâce à la fonction d'aspersion de l'EVU. Le principe est le suivant : l'eau est aspirée dans l'IRWST, puis elle est refroidie par le biais d'un échangeur de chaleur avant d'être aspergée dans l'enceinte via les buses situées au niveau du dôme du bâtiment réacteur. L'eau aspergée refroidit et condense l'atmosphère de l'enceinte puis s'écoule vers l'IRWST. La puissance résiduelle est transférée vers l'atmosphère de l'enceinte par évaporation de l'eau dans le récupérateur de corium (le fonctionnement du récupérateur de corium est décrit au chapitre 6.2.2.5.1).

L'EVU est composé de deux trains indépendants, dans des bâtiments de sauvegarde séparés, et redondants. Chaque train comporte une chaîne principale comprenant notamment une ligne d'aspersion et un échangeur de chaleur alimenté par une chaîne de refroidissement intermédiaire dédiée. La chaîne de refroidissement intermédiaire comporte un échangeur de chaleur refroidi par le système de refroidissement ultime dédié (SRU).

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.

Dispositions d'exploitation

La vérification de la tenue de l'enceinte est assurée dans le cadre du suivi de la fonction de sûreté AG Enceinte. Celle-ci met en évidence les sollicitations de l'enceinte en se basant sur des mesures de pression dans l'enceinte.

La mise en service de l'EVU en mode aspersion est manuelle, sur un critère de pression dans l'enceinte. Elle nécessite au préalable, au titre des actions immédiates, un pré-lignage, partiellement en local, des systèmes de refroidissement ultime pour le fonctionnement en AG.

Les deux trains de l'EVU sont mis en service au plus tard 12 h après l'entrée en accident grave ; durant cette période, la pression de l'enceinte reste en dessous de sa pression de dimensionnement, soit 5,5 bar. La mise en service de deux trains EVU fait diminuer la pression enceinte à une valeur inférieure à 2 bar au plus tard 24h après l'entrée en AG. Le fonctionnement des deux trains de l'EVU en aspersion enceinte

permet ainsi de respecter le profil de qualification AG des matériels présents dans le BR. Si un seul train est mis en service, la pression enceinte reste en dessous de la pression de dimensionnement.

Chaque train du système EVU prélève de l'eau depuis l'IRWST à l'aide d'une ligne munie d'un filtre. En cas de colmatage éventuel des filtres EVU dans l'IRWST, la mesure d'encrassement permet d'initier l'action de décolmatage des puisards qui est nécessaire pour garantir le bon fonctionnement du système EVU.

L'ensemble de ces dispositions de conduite assure que la pression de l'enceinte ne dépasse pas la pression de dimensionnement de l'enceinte.

6.2.2.2 Risques d'effet falaise

Fusion en pression

Pour l'EPR, l'un des risques d'effet falaise identifiés porte sur la non ouverture des vannes de dépressurisation du circuit primaire, notamment réalisée grâce aux batteries 12h en cas de perte totale des alimentations électriques. Pour cette situation dimensionnante, l'ouverture des vannes doit être effectuée dans l'heure qui suit l'entrée dans la conduite accident grave.

Pressurisation lente de l'enceinte

Un second effet falaise à prévenir est relatif aux conséquences sur le confinement d'une indisponibilité du système EVU. La conception permet de disposer d'un délai de grâce de 48 heures, durant lequel l'intégrité de l'enceinte est préservée, avant de mettre en service le système EVU afin d'évacuer la puissance résiduelle et de dépressuriser l'enceinte. Passé ce délai, les conditions de connexion de l'EVU ne sont plus satisfaites mais la tenue de l'enceinte de confinement n'est pas immédiatement remise en cause.

6.2.2.3 Adéquation des mesures de gestion existantes et dispositions complémentaires possibles

Fusion en pression

Au titre de l'évaluation complémentaire de sûreté, de manière à sécuriser la fonction de dépressurisation du circuit primaire en situation de perte totale des alimentations électriques (tranche initialement en puissance), **une disposition complémentaire consistant à renforcer la protection contre l'inondation externe des locaux des batteries 12h est introduite.** Cette disposition est détaillée au chapitre 3.2.4.

Pressurisation lente de l'enceinte

En ce qui concerne le risque de pressurisation de l'enceinte, les mesures de gestion du référentiel de sûreté prévoient de mettre en service le système EVU au plus tard 12 heures après l'entrée en situation d'accident grave, consécutivement à la récupération d'une source électrique considérée dans un délai de 12 heures. Cette gestion assure une marge significative vis-à-vis de la période de grâce de 48h disponible pour dépressuriser l'enceinte de confinement.

Au titre de l'évaluation complémentaire de sûreté, le scénario de perte totale et prolongée des alimentations électriques doit être considéré. Ce scénario diffère du scénario considéré dans la démonstration de sûreté de l'EPR par la non-récupération d'un moyen d'alimentation électrique 12 heures après l'initiateur. Cette situation provoque également la perte de la source froide. Ce scénario est dimensionnant vis-à-vis du risque de défaillance du confinement consécutive à une surpression de l'enceinte.

Pour prévenir cet effet falaise, une disposition complémentaire consiste en l'ajout d'un dispositif mobile et indépendant d'appoint en eau dans le Bâtiment Réacteur via les buses d'aspersion de l'EVU. L'objectif visé est d'accroître le délai de grâce permettant de récupérer une alimentation électrique et une source froide pour rétablir les fonctions du système EVU et de retarder ainsi l'atteinte des limites de tenue de l'enceinte de confinement. Cette disposition serait donc mise en œuvre dans un délai de 48h après le début du scénario. Ce délai est cohérent avec le délai dans lequel les moyens mobiles importants peuvent être mis en place.

Cette disposition permet d'étendre la période de grâce de 2 à 5 jours. Cette période est suffisante pour soit restaurer un des diesels du site (diesels principaux ou SBO), soit alimenter l'EVU par un moyen mobile de type groupe électrogène de puissance importante. Ce dispositif est présenté au chapitre 5.1.2.

Le dispositif d'appoint en eau sera constitué d'un moyen mobile de type motopompe. La solution privilégiée est le recours à la réserve d'eau SEA, qui permettrait un appoint en gravitaire jusqu'à la pompe mobile (la pompe reste nécessaire pour vaincre la pression dans l'enceinte de confinement). Pour pouvoir mettre en œuvre ce moyen mobile, **une modification complémentaire de l'installation est nécessaire (ajout de commandes de vannes déportées)**.

L'étanchéité des traversées enceinte au-delà des conditions de qualification du référentiel actuel de sûreté sera vérifiée.

6.2.2.3 Prévention du risque de re-criticité

Lors d'un hypothétique accident de fusion partielle ou complète du cœur, la modification de la géométrie des assemblages de combustible ou du corium, la répartition des barres de contrôle et des absorbants neutroniques, la présence ou non d'eau et sa concentration en bore, la fragmentation et la porosité du corium, etc., sont autant d'éléments qui peuvent influencer la reprise de la réaction nucléaire, et contribuer ainsi à une aggravation de l'accident : on parle alors d'un possible retour à la criticité.

6.2.2.3.1 Dispositions de conception et d'exploitation

La géométrie des assemblages de 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 bache IRWST ont été étudiées à la conception pour écarter le risque de re-criticité dans le cas des accidents de dimensionnement (hors accident grave).

Cependant, en cas d'accident grave, suite à la perte du réfrigérant primaire consécutive à l'indisponibilité de systèmes de sauvegarde, le cœur s'échauffe et peut commencer à fondre. Sans récupération du réfrigérant primaire, le combustible et la

structure du cœur se dégradent, le cœur perd sa géométrie et 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 puis la chambre d'étalement. Les marges initiales à la re-criticité pourraient alors être sensiblement réduites.

Des études de réactivité sur EPR ont donc été réalisées dans le cadre du Rapport de Sûreté associé à la mise en service de l'EPR Flamanville 3, qui analysent le risque de retour à la criticité pour différentes configurations de corium, compact ou fragmenté, en cuve ou hors cuve, sur la base d'hypothèses réalistes voire conservatives, pour les deux gestions suivantes :

- gestion UO2 enrichi à 4.2% (puissance thermique du cœur de 4300 MWth) ;
- gestion contenant 70% d'assemblages UO2 enrichi à 5% et 30% d'assemblages MOX enrichi à 7% (puissance thermique du cœur de 4500 MWth).

Ces études concluent à l'absence de risque de retour en criticité pour les deux gestions UO2 et MOX étudiées, dans toutes les configurations envisagées qu'elles soient en cuve ou hors cuve, avec ou sans renoyage. En cas de renoyage, l'eau injectée a été considérée à la concentration minimale en bore de la bêche IRWST (2330 ppm pour la gestion UO2, et 3030 ppm considérés pour la gestion MOX).

6.2.2.3.2 Risques d'effet falaise

Il n'existe pas d'effet falaise avec l'injection d'eau borée à la concentration minimale de la bêche IRWST.

6.2.2.3.3 Adéquation des mesures de gestion existantes et dispositions complémentaires possibles

Dans le cadre de l'évaluation complémentaire de sûreté, **une disposition complémentaire consiste à réaliser un appoint dans le BR**. Une concentration minimale de bore sera déterminée et assurée de façon à se prémunir du risque de retour en criticité dans le récupérateur de corium.

6.2.2.4 Prévention du percement du radier : maintien du corium en cuve

Pour l'EPR, la prévention du percement du radier s'appuie sur le concept de rétention et d'étalement du corium hors cuve valorisant un récupérateur de corium et un système de refroidissement dédiés (voir 6.2.2.5). La démonstration de sûreté ne repose pas sur la rétention du corium en cuve.

6.2.2.4.1 Dispositions de conception et d'exploitation

Sans objet.

6.2.2.4.2 Risques d'effet falaise

Sans objet.

6.2.2.4.3 Adéquation des mesures de gestion existantes et dispositions complémentaires possibles

Sans objet.

6.2.2.5 Prévention du percement du radier : maintien du corium dans le récupérateur de corium

6.2.2.5.1 Dispositions de conception et d'exploitation

Dispositions de conception

En situation d'accident grave sur EPR, la protection du radier s'appuie sur le concept de rétention et d'étalement du corium. 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 les principes suivants :

- un puits de cuve et un récupérateur secs à l'arrivée du corium,
- la collecte maîtrisée et l'étalement du corium destinés à amener le corium dans une configuration stable,
- le refroidissement passif du corium après étalement.

Le premier principe est abordé au chapitre 6.2.2.2.1.

Les deux autres principes sont détaillés ci-après.

Le processus visant à protéger le radier est à court terme exclusivement passif :

- Rétention temporaire du corium dans le puits de cuve suite à la rupture cuve,
- Ouverture de la porte fusible située au fond du puits de cuve et transfert du corium dans le récupérateur via un canal prévu à cet effet,
- Étalement et stabilisation du corium :
 - à l'arrivée du corium dans le récupérateur, ouverture des vannes de noyage passives et mise en communication de l'IRWST et du récupérateur,
 - remplissage de la structure de refroidissement située sous le récupérateur par écoulement gravitaire de l'eau de l'IRWST,
 - débordement et noyage du corium par le dessus.

A plus long terme, le système EVU utilisé en mode aspersion permet d'évacuer la puissance résiduelle du corium.

La rétention temporaire du corium dans le puits de cuve permet la collecte de la quasi intégralité du corium avant son déversement dans le récupérateur. Le béton sacrificiel présent dans le puits de cuve a aussi pour fonction de modifier les propriétés du corium pour favoriser son étalement.

L'étalement du corium dans le récupérateur accroît l'efficacité du refroidissement en augmentant le rapport surface/volume. Le refroidissement est assuré par le dessous

grâce aux structures de refroidissement situées sous le récupérateur dans lesquelles circule l'eau en provenance de l'IRWST, et par le dessus du fait du noyage de la chambre d'étalement.

Deux lignes de noyage passif redondantes permettent d'assurer chacune la fonction de noyage du corium.

Dispositions d'exploitation

Le concept de rétention du corium ne nécessite aucune action de l'opérateur dans la mesure où le noyage du corium est mis en œuvre de façon passive à la suite de son étalement. L'arrivée du corium dans la chambre d'étalement déclenche l'ouverture des vannes de noyage passives, assurant ainsi la trempe du corium. Un noyage actif du corium dans la chambre d'étalement, par l'intermédiaire du système EVU, est aussi possible. Ce mode de fonctionnement n'est pas nécessaire dans la démonstration de sûreté pour réduire la pression dans l'enceinte, il permet d'arrêter la vaporisation de l'eau de la chambre d'étalement.

Le suivi du bon déroulement de l'étalement et du refroidissement du corium est effectué à travers la fonction de sûreté AG Refroidissement qui permet le contrôle de l'évacuation de la puissance résiduelle pour la phase hors cuve. La réussite du transfert du corium jusqu'à la chambre d'étalement est vérifiée par l'augmentation de la température mesurée à la sortie de la « cheminée » de la chambre d'étalement. La position des vannes passives et la mesure de température à l'entrée du canal principal de refroidissement permettent de s'assurer que le noyage du corium est effectif.

En complément, la réussite de la stratégie de rétention du corium (incluant son refroidissement) pourra être vérifiée par le suivi de la puissance extraite par l'EVU.

6.2.2.5.2 Risques d'effets falaise

Pour l'EPR, un des risques d'effet falaise serait la non-ouverture des vannes passives qui permettent l'arrivée d'eau de l'IRWST dans les structures de refroidissement sous le récupérateur pour ensuite noyer la chambre d'étalement. Cependant, le caractère passif (ne nécessitant aucun système support de type contrôle-commande, source de puissance ou source froide) et la redondance (2 lignes de noyage passif) des vannes permettent que la fonction soit assurée même dans ces situations très dégradées.

Par ailleurs, compte tenu du volume initial important d'eau contenu dans l'IRWST ($\sim 2000 \text{ m}^3$), le récupérateur sera toujours noyé quelle que soit la quantité d'eau vaporisée dans l'enceinte (pour une pression totale inférieure à la pression de tenue de l'enceinte). Dans ces conditions, il n'y a jamais d'assèchement du récupérateur ; on n'identifie donc pas d'effet falaise pour ce dispositif et la problématique se ramène à la maîtrise de la pression enceinte abordée au § 6.2.2.2.

6.2.2.5.3 Adéquation des mesures de gestion existantes et dispositions complémentaires possibles

Ce point est sans objet compte tenu des éléments présentés au paragraphe précédent.

6.2.2.6 Mitigation du percement du radier

Sans objet.

6.2.3 POINTS PARTICULIERS

6.2.3.1 Besoin et alimentation de courant électrique alternatif et continu des équipements utilisés pour la préservation de l'intégrité du confinement

Au titre de l'évaluation complémentaire de sûreté, la disposition permettant de préserver l'intégrité de l'enceinte s'appuie dans un premier temps sur un moyen mobile de type motopompe. Celui-ci ne nécessite pas d'alimentation en courant électrique.

Cette disposition permet de porter à environ 5 jours le délai de grâce pour la récupération d'une source électrique et de retarder la mise en service du système EVU. Passé ce délai, la connexion de l'EVU nécessite de disposer d'une alimentation électrique. Une solution mettant en œuvre un générateur diesel de puissance importante est envisagée (voir chapitre 5.1.2.2.4).

Par ailleurs, l'isolement des traversées enceinte est réalisé avant l'entrée en accident grave, les vannes d'isolement intérieures enceinte étant secourues par les batteries 2h. Il est à noter que les vannes d'isolement extérieures enceinte sont alimentables par les batteries 12h.

Les dispositions complémentaires relatives aux alimentations électriques (voir chapitre 5.1.2.2.4) permettent d'assurer la continuité de fonctionnement de la filtration iode EDE après 12h, en cas de perte prolongée de toutes les alimentations électriques.

6.2.3.2 Adéquation et disponibilité de l'instrumentation

Les situations extrêmes considérées dans le cadre de l'évaluation complémentaire de sûreté nécessitent de disposer d'un noyau dur d'informations strictement requises pour la gestion de ces situations.

En ce qui concerne les mesures associées au critère d'entrée en accident grave, elles sont secourues par les batteries 12h et restent ainsi disponibles en cas de perte totale des alimentations électriques.

Comme indiqué dans le chapitre 6.2.1.2.1, dans la situation de perte prolongée de toutes les alimentations électriques, la fin d'autonomie des batteries 12h conduit à la perte de l'instrumentation et du contrôle-commande. **Une disposition complémentaire consiste à ré-alimenter électriquement après 12 heures le contrôle-commande dédié, les instrumentations nécessaires ainsi que les actionneurs concernés.** Cette disposition est détaillée au chapitre 5.1.2.2.4. En particulier, la mesure de pression dans l'enceinte demeure ainsi disponible à long terme.

La performance des instrumentations requises, au-delà des conditions de qualification du référentiel actuel de sûreté, sera vérifiée. Il est à noter que l'électronique de la mesure de pression dans l'enceinte est déportée dans le bâtiment combustible.

6.2.3.3 Disponibilité et habitabilité de la salle de commande

La surveillance de l'installation nécessite que la salle de commande demeure habitable. L'air doit donc être respirable et l'éclairage doit être opérationnel. En outre, la salle de commande doit assurer la protection du personnel présent vis-à-vis des éventuels rejets dans l'environnement.

L'isolement de la ventilation normale de la salle de commande permet d'assurer le confinement. En particulier, dans la situation de perte totale des alimentations électriques, cet isolement est à réaliser au moyen des batteries 2h.

Comme précisé au chapitre 6.2.1.2.1, en l'absence de ventilation, l'atmosphère de la salle de commande demeure respirable (pas de risque d'intoxication au CO₂) pendant 3 jours. **Au titre de l'évaluation complémentaire de sûreté, la mise en œuvre d'un générateur diesel de puissance importante (voir chapitre 5.1.2.2.4) permet d'assurer le fonctionnement de la ventilation de la salle de commande après 3 jours.**

A l'instar de l'instrumentation, l'éclairage de sauvegarde de la salle de commande est assuré tout au long du scénario. La disposition complémentaire valorisée est détaillée au chapitre 5.1.2.2.4.

La salle de commande de l'EPR et ses locaux annexes sont conditionnés par un circuit de filtration et de climatisation d'air (DCL) dont la fonction est d'assurer le renouvellement d'air et la filtration de polluants externes. Les installations de ventilation filtration sont dimensionnées pour que, même en cas d'accident grave sur l'EPR, les doses reçues par le personnel en salle de commande restent faibles.

Lors d'une éventuelle contamination extérieure, le circuit d'arrivée d'air extérieur non filtré utilisé en fonctionnement normal de la tranche est coupé automatiquement, et le circuit de secours comprenant des filtres très haute efficacité et des pièges à iodes est mis en service automatiquement. La protection du personnel est donc assurée grâce aux différents moyens de filtration dont les efficacités vis-à-vis des différentes espèces de produits de fission sont les suivantes : une efficacité des filtres très haute efficacité de 1000 pour les aérosols et l'iode particulaire, une efficacité des pièges à iode de 1000 pour l'iode moléculaire et de 100 pour l'iode organique.

Concernant les accidents de dimensionnement dont l'APRP et l'accident grave, la protection adéquate du personnel fait l'objet d'une démonstration dans les Rapports de Sûreté via l'évaluation des conséquences radiologiques en salle de commande lors d'un accident grave considéré comme enveloppe des accidents de dimensionnement.

Concernant un accident grave sur une tranche voisine Flamanville 1 - 2 (palier 1300), la situation considérée 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'enclaustré (U5) 24 heures après le début de l'accident. La valorisation de la filtration du rejet associé via le système U5 permet la protection à long terme des populations en limitant le rejet de produits de fission à vie longue. L'habitabilité de la salle de commande de la tranche 3 EPR est examinée avant comme après l'ouverture du système U5 sur la tranche 1 ou 2. Les études préliminaires actuelles conduisent à éviter une présence permanente en salle de commande dans la période qui suit l'ouverture du système U5 (voir § 6.2.3.3 de la partie Flamanville 1-2 du rapport).

6.2.3.4 Réduction de conséquences radiologiques de l'accident

En plus des moyens de prévention des accidents graves, l'EPR est doté d'un confinement permettant de limiter les rejets dans l'environnement en cas de fusion du cœur. Cet accident fait partie du dimensionnement de la centrale et répond à de fortes exigences radiologiques.

Les objectifs radiologiques associés à un accident grave s'expriment par le fait que, dans ces situations, seules des mesures de protection très limitées dans l'espace et dans le temps doivent être nécessaires ; ces mesures de protection sont explicitées ainsi dans les Directives Techniques :

- 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

Dans un cadre post-Fukushima, on étudie également de manière déterministe une situation de cumul de défaillances conduisant à la perte totale des diesels SBO. En supposant la non-disponibilité de l'injection de soude et l'arrêt des systèmes de ventilation et filtration pendant 24h, l'augmentation de la dose efficace 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 pastilles d'iode stable.

6.2.3.5 Robustesse de la conduite AG en cas de cumul inondation et situation H3

Les dispositions présentées au chapitre 3 répondent au renforcement de la robustesse aux inondations.

6.3 POUR LES PISCINES DE COMBUSTIBLES DU BK

Comme indiqué au chapitre 0, la situation à prévenir pour les piscines de stockage du combustible usé est le découvrement des assemblages combustible entreposés dans la piscine suite à la perte totale du refroidissement de la piscine.

Un tel découvrement ne garantirait en effet plus les deux fonctions assurées par l'eau de la piscine, à savoir la protection radiologique contre les rayonnements des assemblages usés et leur refroidissement.

Les initiateurs susceptibles d'amener à cet événement sont la perte de toutes les alimentations électriques, ou la perte des sources froides normale et ultime, impliquant la perte du refroidissement principal de la piscine combustible (deux trains du système PTR), ainsi que la perte de son refroidissement diversifié par la troisième file PTR.

Les chapitres précédents ont présenté l'analyse de la robustesse des piscines BK vis-à-vis de cet événement à prévenir. Ils ont en particulier listé les parades éventuelles supplémentaires propres à rendre très robuste le non-découvrement des assemblages combustible en piscine BK, y compris dans les situations de cumul très hypothétiques dont l'étude est requise par le cahier des charges de l'ASN à titre déterministe sans considération de leur plausibilité.

Ces analyses ont montré que l'autonomie du CNPE permet dans toutes situations de garantir un niveau supérieur au sommet des assemblages combustibles dans des délais compatibles avec des éventuelles dispositions externes qui seraient mises en place.

Cependant, encore au-delà de ces analyses de robustesse ci-dessus et pour répondre complètement au cahier des charges de l'ASN, le présent paragraphe traite de façon déterministe les situations consécutives à la perte de la fonction de refroidissement de l'eau de la piscine, en fonction de la baisse de niveau.

6.3.1 MESURES DE GESTION DES CONSEQUENCES DE LA PERTE TOTALE DE LA FONCTION DE REFROIDISSEMENT DE L'EAU DE LA PISCINE

6.3.1.1 Avant et après la perte d'une protection appropriée contre les radiations

La perte totale de refroidissement de la piscine combustible impliquerait la montée en température de l'eau jusqu'à 100°C, suivie d'une phase d'ébullition. Sans compensation par un appoint, l'évaporation provoque alors une baisse du niveau d'eau.

Ce paragraphe traite de la baisse de niveau depuis le niveau initial jusqu'à la perte d'une protection appropriée contre les radiations.

6.3.1.1.1 Dispositions de conception

Pendant toute cette phase de perte de refroidissement, le combustible se trouve sous eau : la présence d'eau autour du combustible permet d'évacuer la puissance résiduelle des assemblages et de maintenir une température des gaines combustibles suffisamment basse pour éviter leur dégradation et garantir ainsi le confinement des substances radioactives (produits de fission et actinides) à l'intérieur des crayons combustibles.

Le rayonnement du combustible est susceptible de générer des débits de dose pouvant affecter le personnel intervenant à proximité de la piscine de désactivation. La protection contre ce rayonnement est assurée par l'eau de la piscine et par les voiles en béton du bâtiment.

Dans le hall BK, une hauteur d'eau de 1,5 mètres environ (jugement d'ingénieur) au-dessus des assemblages combustible assure une protection contre les rayonnements, compatible avec une intervention humaine. Cependant pour ce niveau d'eau, compte tenu de la propagation de la vapeur et de la montée en température dans le hall BK, son accessibilité se fait dans des conditions d'ambiance dégradées.

Dans les locaux adjacents au hall BK en revanche, quel que soit le niveau d'eau dans la piscine supérieur au niveau des assemblages combustible, les épaisseurs des voiles béton sont suffisantes pour maintenir des débits d'équivalent de dose compatibles avec des interventions humaines dans les locaux adjacents. Les actions préparatoires à l'appoint en eau de la piscine de désactivation seront cependant réalisées de façon précoce, quand les conditions d'ambiance ne sont pas dégradées. Les actions de mise en service/arrêt de l'appoint ne nécessitent pas par la suite de pénétrer dans le hall piscine ou dans un local adjacent.

La coque avion qui recouvre le bâtiment combustible BK 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.

6.3.1.1.2 Dispositions d'exploitation et d'organisation

L'appoint en eau à la piscine de désactivation à partir des réserves du site, ou de moyens externes qui pourraient être mis en place en toutes situations, permet de garantir une hauteur d'eau au-dessus des assemblages combustible même en cas d'absence de source électrique.

En fonctionnement normal, un contrôle est réalisé à chaque quart à partir des informations permettant de caractériser l'état du refroidissement de l'eau de la piscine de désactivation, et est formalisé dans le cahier de quart. Des alarmes retransmises en salle de commande signalent les éventuels dysfonctionnements des équipements. Ces dispositions permettent de détecter la perte de refroidissement de la piscine de désactivation. Ainsi en cas de perte partielle intrinsèque du système de refroidissement de la piscine des actions pourront être engagées pour éviter la perte totale.

Procédures et actions de conduite :

Le diagnostic d'une perte de refroidissement est réalisé à partir des informations disponibles en salle de commande et en local.

Dans l'état F, une procédure spécifique est alors appliquée immédiatement quel que soit l'initiateur de la perte totale de refroidissement

Cette procédure vise à restaurer la fonction refroidissement et à initier les mesures conservatives pour maintenir les assemblages combustibles sous eau, préparer les circuits et les matériels qui seront nécessaires pour gérer l'incident et garantir l'accessibilité aux locaux adjacents au hall de la piscine susceptibles de passer en atmosphère vapeur.

Il est à noter que le gréement du Plan d'Urgence Interne (PUI) Sûreté Radiologique est demandé systématiquement en cas de perte totale des alimentations électriques ou bien en cas de perte de la source froide. Par ailleurs, pour une perte intrinsèque du système de refroidissement de la piscine, ce PUI est gréé sur un critère de température en piscine (80°C).

Dans tous les états hors état F, lorsque l'initiateur de la perte de la réfrigération de la piscine de désactivation est une perte totale des alimentations électriques ou bien une perte de la source froide, ce sont les procédures d'Approche par Etat (APE) qui s'appliquent, incluant la gestion de la piscine BK. Toutefois la procédure dédiée à la conduite de la perte de réfrigération de la piscine de désactivation peut être appliquée à la demande de l'astreinte Direction du CNPE après le gréement du PUI Sûreté Radiologique.

Lorsque la température de l'eau de la piscine BK atteint 50°C, une organisation spécifique est mise en place sur le site avec l'appui du niveau national (cf. annexe « Organisation Nationale de Crise EDF »).

En cas de perte intrinsèque du refroidissement de la piscine BK ou en cas de perte totale de la source froide, l'action de lignage en local des appoints à la piscine BK est demandée dès l'atteinte de 50°C dans la piscine.

Dès l'atteinte de cette température il est demandé de fermer les registres du circuit de ventilation du hall du bâtiment combustible afin de limiter la propagation de la vapeur d'eau qui se dégage de la piscine. Cette action vise à sécuriser l'accès aux locaux adjacents où des actions sont prévues, notamment pour la mise en œuvre de l'appoint manuel à la piscine de désactivation.

De plus, en cas de perte de sources ou de conduite depuis le MCS, il est demandé dès 50°C l'ouverture de l'exutoire du hall piscine (registre donnant vers l'extérieur) pour permettre l'évacuation de la vapeur et ainsi éviter la montée en pression du local, cette action ne pouvant alors pas être réalisée depuis la salle de commande.

Puis, dès l'atteinte du seuil de température de la piscine BK de 80°C, le PUI Sûreté Radiologique est déclenché (le PUI peut avoir déjà été déclenché sur perte totale des alimentations électriques ou sur perte totale de la source froide).

Si la conduite a lieu depuis le MCP, et que le registre est alimenté électriquement, l'ouverture de l'exutoire est demandée à l'atteinte de cette température (80°C) depuis la salle de commande.

L'ouverture de l'exutoire conduit à un rejet limité par la cheminée du BAN. La cheminée du BAN est équipée d'un ensemble de systèmes de contrôle d'activité des rejets, ainsi que de mesures de débit de gaz rejeté.

Ensuite, lorsque la température de l'eau de la piscine de désactivation atteint 100°C, elle s'évapore par ébullition, ce qui conduit à une baisse de niveau de la piscine. L'objectif est de maintenir les assemblages combustibles sous eau par l'intermédiaire d'appoints réguliers à la piscine BK. Les actions d'appoints à la piscine se font à partir de locaux indépendants du hall de la piscine, aucune intervention nécessaire à l'appoint en eau n'est requise depuis le hall de la piscine après le lignage de l'appoint et l'ouverture de l'exutoire.

Autres dispositions organisationnelles :

L'équipe de conduite est formée à l'application des procédures pour gérer cette situation.

Dans le cadre des exercices du Plan d'Urgence Interne (PUI) EDF, les équipes de conduite et les équipes nationales s'entraînent à la gestion de la conduite permettant de traiter une situation de perte totale de refroidissement de la piscine de BK.

Il est prévu de disposer d'équipements individuels permettant de faciliter les interventions dans les conditions d'ambiance.

Une fois le mode d'appoint retenu (voir les différents modes d'appoints possibles dans §5.2), des actions en local peuvent être requises et sont demandées avant toute dégradation de l'environnement des locaux en question.

6.3.1.1.3 Risques d'effets falaise

Aucun effet falaise n'est identifié dans la mesure où toutes les actions nécessaires à la gestion de la situation dans le hall BK sont prévues et peuvent être réalisées préalablement, les délais étant suffisants.

En effet, le niveau conduisant à la perte d'une protection contre les radiations dans le hall BK (niveau estimé à environ 1,5 mètres au-dessus du sommet des assemblages combustibles d'après avis d'ingénieur) serait atteint quelques heures avant le découverture des assemblages combustibles affichés au §5.2.

Dans le cas le plus pénalisant (perte totale de toutes les alimentations électriques externes et internes ou perte totale des sources froide normale et ultime), la perte de la protection contre les radiations dans le hall BK ne surviendrait donc pas avant un délai d'environ 24 heures.

6.3.1.1.4 Adéquation des mesures de gestion existantes et dispositions complémentaires possibles

Les mesures de gestion existantes et dispositions complémentaires possibles décrites au §5.2. restent applicables et sont réalisées au préalable.

6.3.1.2 Avant et après le découverture du sommet du combustible en piscine

La présence d'un niveau d'eau au-dessus du sommet des râteliers de stockage du combustible usé permet de garantir les trois fonctions de sûreté essentielles (évacuation de la puissance résiduelle, maîtrise de la réactivité et confinement) et ceci même pour une piscine à ébullition à une température de 100°C.

Le maintien de cette condition nécessite de restaurer un moyen d'appoint en d'eau à la piscine pour compenser la perte de l'inventaire d'eau par évaporation.

Les délais de restauration d'un appoint permettant de stabiliser le niveau d'eau dans la piscine au-dessus des râteliers de stockage du combustible sont affichés au §5.2. en fonction des différentes situations de perte de refroidissement de la piscine BK.

Le dénoyage du sommet des râteliers de stockage ne signifie pas pour autant la perte immédiate des fonctions de sûreté mentionnées supra. En effet, tant que la partie active du combustible restera noyée ou faiblement découverte, il n'y aura pas d'endommagement du combustible, le gainage des crayons combustible conservera son intégrité et assurera le confinement des produits de fission. Cette protection assurée par le gainage donne un délai supplémentaire pour la restauration d'un appoint d'eau qui est la disposition essentielle de mitigation de l'accident.

De plus, même après un hypothétique dénoyage du sommet des râteliers de stockage du combustible usé, la poursuite de la baisse de l'inventaire en eau de la piscine ne conduirait pas à un endommagement du combustible à court terme. Une des raisons est que la distance entre le sommet des râteliers de stockage et le sommet de la partie active des assemblages combustible (comportant de la matière fissile) est supérieur à 0,5 mètres. Aucun endommagement du combustible ne pourrait intervenir avant dénoyage de la partie active.

Les délais cités au § 5.2 sont compatibles avec les actions qui seront mises en place pour restituer un appoint en piscine, garantissant ainsi le non-découvrement du combustible.

6.3.2 POINTS PARTICULIERS

6.3.2.1 Adéquation et disponibilité de l'instrumentation

L'instrumentation existante permet de faire le diagnostic de perte de la fonction refroidissement de la piscine de désactivation par la mesure de la température en piscine notamment et de gérer les appoints à partir des mesures de niveau.

Comme précisé au paragraphe 5.2.3.1.4, EDF étudie les dispositions à prendre afin de renforcer la robustesse, en toutes situations (et sans découvrement du combustible), de l'instrumentation en piscine (température et niveau) pour la gestion de l'appoint.

6.3.2.2 Disponibilité et habitabilité de la salle de commande

En situation de perte de refroidissement de la piscine BK entraînant l'ébullition sans dégradation des assemblages de combustible, les rejets dans l'environnement 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 est donc bien garantie pour l'accident de perte de refroidissement de la piscine BK.

6.3.2.3 Accumulations possibles d'hydrogène

6.3.2.3.1 Production d'hydrogène par radiolyse de l'eau

La présence d'assemblages combustibles dans la piscine BK peut conduire à la production d'hydrogène en fonctionnement normal par radiolyse de l'eau (cf. paragraphe 5.2.3.1.2).

Une analyse complémentaire est engagée pour évaluer un éventuel risque en l'absence de ventilation.

6.3.2.3.2 Production d'hydrogène par oxydation des gaines des assemblages combustible

Lors du phénomène physique d'oxydation des gaines, la réaction entre le zirconium des gaines et la vapeur d'eau produirait de l'hydrogène en quantité suffisamment importante pour dépasser le seuil d'inflammabilité.

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.

RECS du CNPE de FLAMANVILLE 3

Chapitre 7

CONDITIONS DE RECOURS AUX ENTREPRISES PRESTATAIRES

Se reporter au chapitre 7 de FLAMANVILLE 1-2

RECS du CNPE de FLAMANVILLE 3

Chapitre 8

SYNTHESE ET PLAN D' ACTIONS

SOMMAIRE

8.1	INTRODUCTION.....	3
8.2	DEMARCHE ADOPTEE PAR EDF POUR REpondre AU CAHIER DES CHARGES DE L'ASN	4
8.3	RESULTATS DE L'EVALUATION COMPLEMENTAIRE DE ROBUSTESSE AU-DELA DU DOMAINE REGLEMENTAIRE DE SURETE	5
8.4	CALENDRIER DES ACTIONS.....	8

ANNEXE : liste détaillée des études et dispositions complémentaires envisagées

8.1 INTRODUCTION

Les enseignements directs à tirer de l'accident de Fukushima du 11 mars 2011 portent sur la robustesse des sites nucléaires vis-à-vis des aléas naturels (séisme et inondation en l'occurrence), à la fois en termes de **protection préventive des installations** contre ces aléas et de **maîtrise des situations accidentelles** qui, malgré tout, pourraient en résulter. Le volet socio-organisationnel et humain, tant pour les salariés EDF que des entreprises prestataires, est également un élément-clé.

Dès le 30 mars 2011, EDF, dans son rôle d'exploitant responsable de la sûreté de ses installations, a exprimé à l'ASN sa première position vis-à-vis de ces enseignements. EDF informait l'ASN qu'il engageait sans délai, en premier lieu, une revue de conformité de ses installations aux mesures de protection déjà existantes. Le 5 mai 2011, après audition des principaux acteurs nucléaires français, l'ASN a fixé par décision le cahier des charges des Evaluations Complémentaires de Sûreté (ECS) à mener sur le parc français suite à l'accident de Fukushima, fixant la date du 15 septembre 2011 pour les rapports relatifs aux réacteurs de puissance en fonctionnement, en construction ou en projet.

En ce qui concerne l'EPR de Flamanville 3, EDF a écrit à l'ASN le 4 avril pour préciser qu'il allait procéder sans attendre à une évaluation de l'EPR et intégrerait les conclusions de ces analyses dans les travaux en cours en tant que de besoin. Le présent rapport du site de Flamanville intègre l'EPR Flamanville 3.

L'EPR bénéficie de la démarche de protection du parc français contre les aléas naturels qui est mise en œuvre depuis son origine et fait l'objet d'une réévaluation systématique à la hausse lors de chaque réexamen décennal de sûreté ou, si besoin, après un événement majeur (par exemple : après l'incident de 1999 sur le site du Blayais suite à la tempête). On appelle ci-après « **domaine réglementaire de sûreté** » l'ensemble de ces mesures de protection préventives des installations et de maîtrise des accidents.

Le cahier des charges des ECS (un rapport d'Evaluation par site) consiste :

- à **déterminer la robustesse des installations au-delà des exigences actuelles du domaine réglementaire de sûreté**, en poussant le raisonnement à ses limites : par exemple déterminer le comportement des installations une fois détruits ou défectueux tous les moyens de protection des installations ainsi que tous les moyens de maîtrise des situations accidentelles engendrées. Cette robustesse doit être évaluée sans considération du caractère plausible ou non des aléas pouvant engendrer de telles défaillances ;
- et d'en déduire **des possibles mesures supplémentaires renforçant la robustesse des installations**.

L'évaluation porte, conformément au cahier des charges, sur les cinq thèmes cités dans la saisine de l'ASN par le Premier Ministre le 23 mars (séisme, inondation, perte des moyens électriques, perte des sources de refroidissement, gestion opérationnelle des situations accidentelles y compris accidents graves), auxquels a été ajouté le thème « Prestataires » à la suite de la consultation par l'ASN du HCTISN¹.

¹ Haut Comité pour la Transparence et l'Information sur la Sécurité Nucléaire, institué par la loi TSN du 13 juin 2006

8.2 DEMARCHE ADOPTEE PAR EDF POUR REpondre AU CAHIER DES CHARGES DE L'ASN

Etablie avec comme référence l'état prévu des installations au 30 juin 2011, la présente ECS s'appuie sur les atouts fondamentaux que sont :

- la conception de l'EPR qui bénéficie de l'expérience accumulée sur les réacteurs à eau pressurisée en prenant des dispositions préventives au regard des risques d'accident de fusion du cœur (retour d'expérience des accidents de Three Mile Island et Tchernobyl),
- la qualité de l'exploitation des centrales (maintenance, conduite), avec notamment une préparation et un entraînement régulier et de haut niveau du personnel aux situations de crise éventuelles, tant au sein des organisations propres à chaque site qu'au plan national (Organisation Nationale de Crise en particulier),
- une organisation industrielle et des moyens qui permettent à EDF de maîtriser en permanence la conception et les améliorations de ses centrales, grâce à l'intégration en son sein de moyens en R&D et en Ingénierie très importants et en pointe sur le plan mondial,
- un contexte industriel général et un processus de sélection, de qualification et de contrôle des fournisseurs et des prestataires qui permettent à EDF de bénéficier des apports des meilleures entreprises spécialistes mondiales du domaine.

Cependant, l'accident nucléaire de Fukushima, par ses causes et ses conséquences, a largement excédé les hypothèses de dimensionnement des réacteurs affectés, tant en ce qui concerne leurs moyens de protection contre les aléas intervenus que la gestion des situations accidentelles qui en ont résulté. Même si des questionnements de la Communauté Internationale existent sur le fait que ces installations n'auraient pas été conçues pour résister à un niveau d'aléas naturels qui, compte-tenu du contexte régional, auraient été à prendre en compte, il est nécessaire d'en tirer les enseignements pour le parc nucléaire français. Une telle démarche avait déjà été mise en œuvre sur le parc français suite aux accidents précédents (TMI en 1979, Tchernobyl en 1986) et a donné lieu à un plan d'actions qui s'est déroulé sur plus d'une dizaine d'années.

EDF a répondu le plus complètement possible au cahier des charges de l'ASN, en examinant la robustesse au-delà du domaine réglementaire de sûreté.

Cet examen de robustesse a été effectué à la fois pour :

- les dispositions de prévention : robustesse des mesures de protection contre des séismes et inondations très au-delà des niveaux réglementaires actuels pourtant déjà très supérieurs, par souci de prudence, à ceux relatifs au contexte géographique de la centrale,
- les dispositions de maîtrise de la sûreté nucléaire en cas de dégradation des matériels assurant les fonctions de sûreté principales dans les situations de perte des sources électriques et de la source froide. Pour ce faire, EDF a :
 - fait l'hypothèse de perte successive des lignes de défense, de façon déterministe et indépendante de toute probabilité d'occurrence, pour déterminer à partir de quand interviendrait une situation engendrant des rejets massifs dans l'environnement,
 - examiné la vraisemblance de ces situations,

- déterminé des parades nouvelles éventuelles pour les situations en fonction de leur degré de vraisemblance, en tenant compte de leur caractère raisonnablement faisable. L'objectif, pour les situations les moins vraisemblables retenues, est de prévenir des rejets significatifs dans l'environnement.

Compte-tenu de la nouveauté de cette démarche complémentaire de sûreté et de son caractère ambitieux dans le délai très court imparti, des études complémentaires sont parfois nécessaires pour parvenir à une conclusion définitive². Ces études sont clairement indiquées dans le rapport. Le bilan de cet examen de robustesse au-delà du domaine réglementaire de sûreté figure ci-dessous au §8.3.

Le tableau joint en annexe liste de façon détaillée l'ensemble des actions proposées dans les chapitres précédents du présent rapport au titre de la démarche d'Evaluation Complémentaires de Sûreté (actions mentionnées en gras dans le texte des chapitres précédents).

D'une façon générale, il faut bien noter que dans sa démarche, EDF a retenu **une approche graduée dans les objectifs de sûreté poursuivis, en respectant le concept de défense en profondeur** qui est la base de la sûreté nucléaire (succession de lignes de défense) :

- pour ce qui concerne le domaine réglementaire de sûreté, l'objectif est le respect des critères de la démonstration de sûreté (en y incluant les exigences ajoutées depuis la mise en fonctionnement des installations), via la protection des fonctions de sûreté et donc la mise en œuvre des premières lignes de défense ;
- pour l'examen de robustesse au-delà du domaine réglementaire de sûreté, l'objectif de sûreté retenu est d'éviter des conséquences graves pour l'environnement et les populations (rejets importants du type Fukushima), en supposant les premières lignes de défense défaillantes et donc en concentrant les analyses sur les dernières lignes de défense.

8.3 RESULTATS DE L'EVALUATION COMPLEMENTAIRE DE ROBUSTESSE AU-DELA DU DOMAINE REGLEMENTAIRE DE SURETE

Les analyses détaillées effectuées dans les chapitres précédents du rapport montrent qu'**en ce qui concerne les moyens préventifs de protection des installations contre les effets d'un séisme et d'une inondation, le niveau de robustesse actuel procure une marge satisfaisante au-delà du dimensionnement.**

² la décision ASN précisant bien : « 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'ingénieur » et « 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 »

Ces analyses montrent également **une bonne robustesse des moyens de secours en place en cas de perte totale et cumulée des sources électriques et de refroidissement, en particulier compte tenu du nombre de lignes de défense prévues à la conception et supposées perdues de façon déterministe dans les scénarios les plus pénalisants de la présente évaluation.**

Enfin, pour les accidents graves extrêmes, ces analyses confirment l'apport que constituent, en termes d'intégrité de l'enceinte et donc de protection des populations vis-à-vis d'éventuels rejets radioactifs, les dispositions de conception prévues dès l'origine sur EPR.

De façon plus détaillée, en cas de telles situations extrêmes, l'enjeu de sûreté consiste à évacuer la puissance résiduelle et confiner les matières radioactives. Les modes possibles d'évacuation de cette puissance sont les suivants :

- Refroidissement du cœur par le circuit secondaire via les Générateurs de Vapeur (GV),
- Refroidissement du cœur par évaporation de l'eau dans le circuit primaire,
- Contrôle de la pression de l'enceinte de confinement (bâtiment réacteur) par aspersion d'eau et refroidissement au moyen de systèmes dédiés
- Refroidissement des piscines : par refroidissement de l'eau et, si ce mode est défaillant, ébullition et évaporation de l'eau.

De tels modes d'évacuation font appels à des motopompes, des réserves d'eau et des moyens de contrôle-commande. Tous ces moyens sont organisés en lignes de défense successives redondantes et diversifiées selon le concept de défense en profondeur.

Conformément au cahier des charges, la présente ECS évalue l'autonomie des installations face à la défaillance progressive et cumulée de l'ensemble de ces moyens, quelle qu'en soit la cause (plausible ou non), jusqu'à la perte totale de tout moyen normal et de secours. Dans les cas les plus extrêmes :

- S'il ne subsistait plus qu'une pompe pour alimenter les GV, l'autonomie avant entrée en accident avec fusion du cœur serait a minima de l'ordre de huit jours s'il n'y avait toujours aucun moyen de reconstituer les réserves en eau. Cette pompe peut être alimentée par les moyens électriques de secours y compris les diesels diversifiés³. S'il ne subsistait plus aucune pompe pour alimenter les GV⁴, compte-tenu que dans le même temps, par hypothèse, la perte de tout moyen électrique rendrait impossible toute injection d'eau au circuit primaire, le délai d'entrée en accident avec fusion du cœur serait de quelques heures.

Dans cette dernière situation extrême, c'est le confinement assuré par le bâtiment réacteur qui apporte une autonomie d'au moins 3 jours, avant rejets significatifs dans l'environnement. En effet, la pression monte progressivement à l'intérieur du bâtiment qui présente un volume considérable. Toujours dans l'hypothèse où aucun moyen de secours ne serait mis en place, le dispositif de récupération du cœur fondu prévu à la conception empêche de façon passive la percée du radier.

³ Quatre diesels principaux de secours par tranche, plus 2 diesels supplémentaires par tranche

⁴ Défaillance de tous les moyens électriques normaux et de secours.

En parallèle, les recombineurs présents dans l'enceinte éviteraient toute déflagration d'hydrogène.

- En ce qui concerne la piscine du bâtiment combustible, un début de découverture des assemblages de combustible usé interviendrait après plus d'un jour si le réacteur est en début d'arrêt de tranche après déchargement du cœur dans cette piscine, et de plusieurs jours dans les autres situations.

Jusqu'à présent, compte-tenu de leur caractère peu plausible et des améliorations déjà apportées pour tirer les enseignements des accidents de TMI et Tchernobyl, des situations si extrêmes que celles étudiées dans la présente analyse de robustesse très au-delà du domaine réglementaire de sûreté n'avaient pas fait l'objet de recherche de parades spécifiques. Le cahier des charges des ECS demandant cependant de faire abstraction de leur plausibilité, l'étude des principales parades supplémentaires suivantes, compatibles avec les autonomies décrites ci-dessus, est proposée pour faire face à ces situations :

- Mise en place de nouveaux moyens de réalimentation des réserves en eau pour alimenter les générateurs de vapeur, l'aspersion dans l'enceinte ou les piscines : utilisation des bassins surplombant le site en falaise.
- Renforcement, vis-à-vis de ces aléas, des deux diesels de secours ultimes et prolongation de leur autonomie au moyen d'une motopompe de secours, ainsi que de la prolongation de la fonction des batteries 12 heures.
- Mise en place au niveau national d'une Force d'Action Rapide Nucléaire (FARN) capable de projeter sur le site en difficulté des équipes compétentes en conduite, maintenance et logistique, avec pour premier objectif d'épauler voire de remplacer l'équipe de conduite sur place afin de rétablir ou de pérenniser le refroidissement des réacteurs, puis de mettre en œuvre des moyens logistiques communs à toute gestion de crise nucléaire de cette ampleur. Elle permettra notamment, dans les 48 heures, l'injection d'eau dans l'enceinte pour retarder l'atteinte des limites de la tenue de l'enceinte et rétablir ses fonctions de refroidissement (branchements mécaniques et électriques « plug and play »).

Les structures, systèmes et composants non couverts par le référentiel d'exigences actuel et pour lesquels l'analyse de robustesse impose une utilisation dans les situations étudiées, feront l'objet d'exigences pour garantir leur disponibilité.

De plus, les ECS prennent en compte **les conditions d'intervention des personnels en situation de crise**. En ce qui concerne la gestion de crise à la fois sur le court, moyen et long terme pour les situations extrêmes envisagées, l'analyse conduit à réinterroger notamment :

- le contrôle et la protection radiologique des intervenants,
- les conditions de vie des intervenants, les moyens matériels nécessaires à la gestion de telles crises, en particulier les fonctionnalités des bâtiments de sécurité et des bâtiments annexes,
- les moyens et systèmes d'information et de communication.

La déclinaison précise de l'examen des moyens à associer à ces trois points reste à effectuer au-delà de la remise des rapports au 15 septembre 2011. Trois volets seront investigués pour le site de Flamanville (cf. chapitre 8.4 de la partie Flamanville 1-2 du rapport).

8.4 CALENDRIER DES ACTIONS

EDF prévoit de mettre en œuvre, pour la mise en service de Flamanville 3, les dispositions complémentaires de conception listées en annexe de ce chapitre.

ANNEXE : liste détaillée des études et dispositions complémentaires envisagées

Objectif	Sujet	Action	§ concernés
Renforcement de la protection contre les agressions (séisme, inondation, agressions climatiques)	Séisme	Tenue au séisme de la chambre à vannes et de la conduite SEI	2.2.2.2.1.1
		Etude de tenue fonctionnelle au séisme des éléments de calfeutrement (protection volumétrique)	2.2.2.2.1.1
	Inondation	Mise en place de dispositions particulières afin de limiter les entrées d'eau au niveau de la dalle de la station de pompage située à + 12,4 m NGF N	3.2.3.1.1 3.2.4.2 4.2.2.1
		Mise en place de dispositions particulières afin de limiter les entrées d'eau au niveau de la dalle de l'ouvrage de rejet située à + 12,4 m NGF N	3.2.3.1.4 3.2.4.2 4.2.2.1
		Mesures de protection contre l'inondation des diesels SBO et des batteries 12h	3.2.4.2 4.2.2.1 6.2.2.2.3
		Mesure des performances des portes sécuritaires des bâtiments abritant des fonctions de sûreté (étanchéité en cas de lame d'eau sur la plate-forme de l'îlot nucléaire)	3.2.4.2
Renforcement des appoints en électricité	Générateurs Diesel d'ultime secours (SBO)	Prolongation de l'autonomie : moyen mobile de pompage du fioul des réservoirs des générateurs Diesel principaux pour réalimenter les générateurs Diesel d'ultime secours	5.1.2.1.4 5.2.3.1.4
	Batteries 12h	Extension de la durée d'alimentation électrique des fonctions essentielles par mise en œuvre de sources électriques complémentaires fixes et/ou mobiles	5.1.2.2.4 5.2.3.2.4 6.2.3.1 6.2.3.2
		Moyen pour redémarrage du Contrôle-Commande dédié Accident Grave	5.1.2.2.4
Renforcement des appoints en eau	Appoint ultime	Appoint ultime en eau à partir de la réserve des bassins SEA	2.2.2.2.1.1 5.2.3.1.4
		Augmentation de l'autonomie de refroidissement par le secondaire : alimentation en eau douce des réservoirs ASG par les bassins SEA	5.1.2.1.4 5.1.3.2.2.1
		Appoint gravitaire à la piscine de désactivation par l'eau des bassins SEA via un raccord externe au bâtiment BK	5.2.3.1.4
Optimisation de conduite	Opérabilité des matériels	Mise en place d'un dispositif passif ou automatique d'ouverture de l'exutoire du hall piscine pour renforcer la prévention de la situation de montée en pression du hall piscine	5.2.3.1.4
		Des dispositions matérielles et organisationnelles visant à faciliter la mise en position sûre d'un assemblage en manutention en cas de perte des alimentations électriques seront étudiées.	5.2.6

Objectif	Sujet	Action	§ concernés
Optimisation de conduite	Opérabilité des matériels	Intégration au Contrôle-Commande dédié Accident Grave et au Pupitre Accident Grave des informations essentielles sur l'évolution de la situation dans le BK	5.2.3.2.4
		Mise en place d'un réseau de généphones dans les locaux identifiés comme nécessaires à la gestion des situations de perte totale des alimentations électriques	6.1.1.6
	Fiabilité des matériels	Vérification de la performance des instrumentations requises pour l'intégrité du confinement au-delà des conditions de qualification du référentiel actuel de sûreté	6.2.3.2
		Disposition de renforcement de la robustesse de l'instrumentation en piscine BK	5.2.3.1.4
Renforcement de la gestion de crise	FARN	Dispositif mobile et indépendant d'appoint en eau dans le bâtiment réacteur via les buses d'aspersion EVU	6.2.2.2.3 6.2.2.3.3 6.2.3.1
		Et pour sa mise en œuvre, ajout de commandes de vannes déportées pour l'appoint en eau dans le bâtiment réacteur via les buses d'aspersion EVU	6.2.2.2.3
		Groupe électrogène mobile de secours de forte puissance	5.1.2.2.4 6.2.3.1 6.2.3.3
		Et pour sa mise en œuvre, dispositifs et moyens pour assurer l'alimentation de forte puissance à partir de 3 jours	5.1.2.2.4 5.2.3.2.4
Renforcement de la protection contre les accidents avec fusion du cœur	Rejets	Vérification de l'étanchéité des traversées enceinte au-delà des conditions de qualification du référentiel actuel de sûreté	6.2.2.2.3
Approfondissement des connaissances des phénomènes physiques	Etude	Le risque de production d'hydrogène lié à la radiolyse de l'eau dans la piscine BK sera étudié. Le cas échéant, des parades seront étudiées.	5.2.3.1.2 6.3.2.3.1

RECS du CNPE de FLAMANVILLE 3

ANNEXE 1 ORGANISATION DE CRISE EDF

Se reporter à l'annexe 1 de FLAMANVILLE 1-2

RECS du CNPE de FLAMANVILLE 3

ANNEXE 2

LA FORCE D'ACTION RAPIDE NUCLEAIRE : FARN

Se reporter à l'annexe 2 de FLAMANVILLE 1-2

RECS du CNPE de FLAMANVILLE 3

ANNEXE 3

ORGANISATION DE LA RADIOPROTECTION ET DE LA SECURITE EN CAS D'AMBIANCE RADIOLOGIQUE SIGNIFICATIVE SUR UN CNPE

Se reporter à l'annexe 3 de FLAMANVILLE 1-2

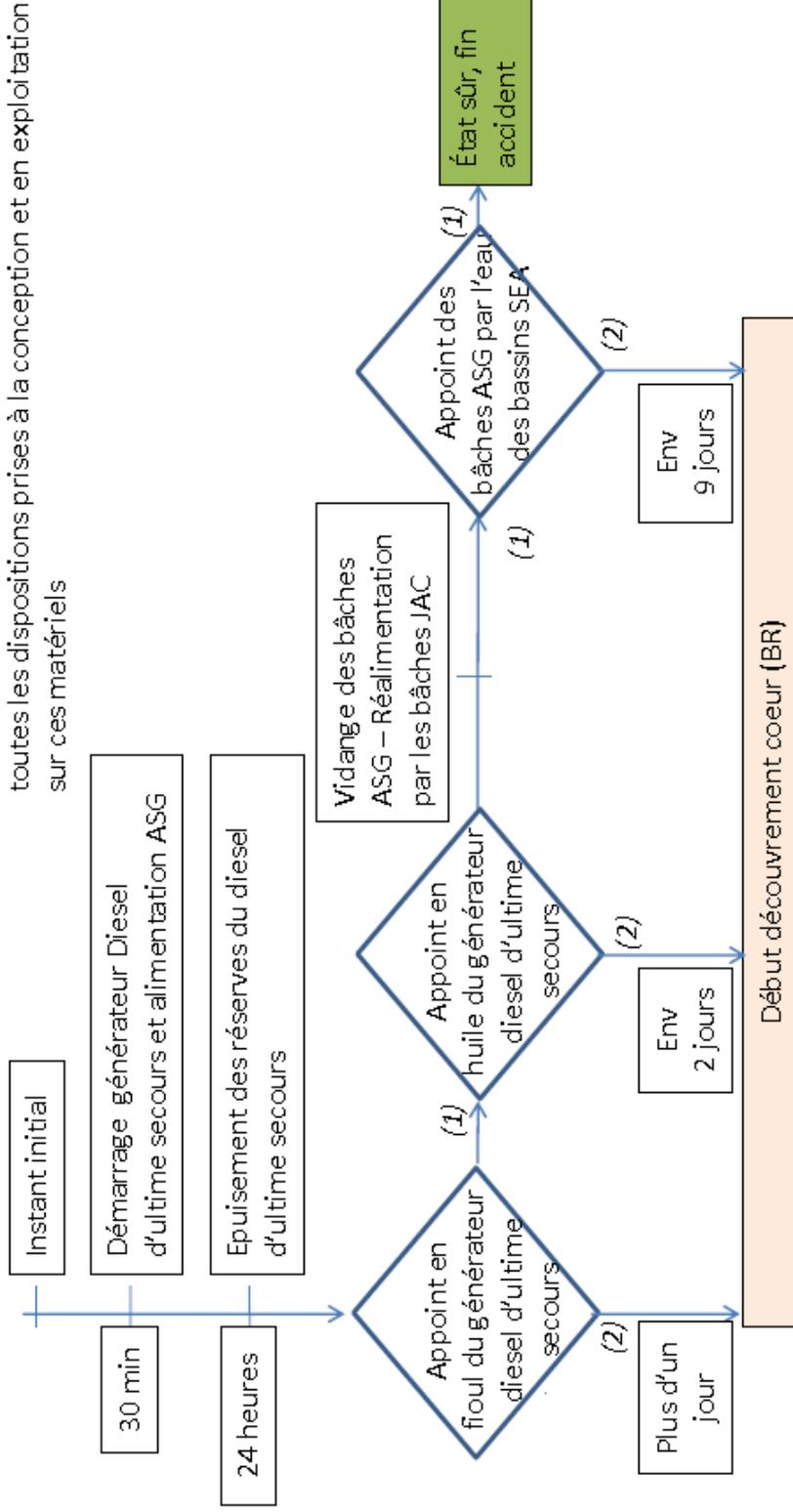
RECS du CNPE de FLAMANVILLE₃

ANNEXE 4

ARBRES D'ÉVÉNEMENTS

Arbre 1: Perte de la source froide principale cumulée avec la perte totale des alimentations électriques externes et des alimentations internes de secours cumulé à un séisme – états A, B et C fermé

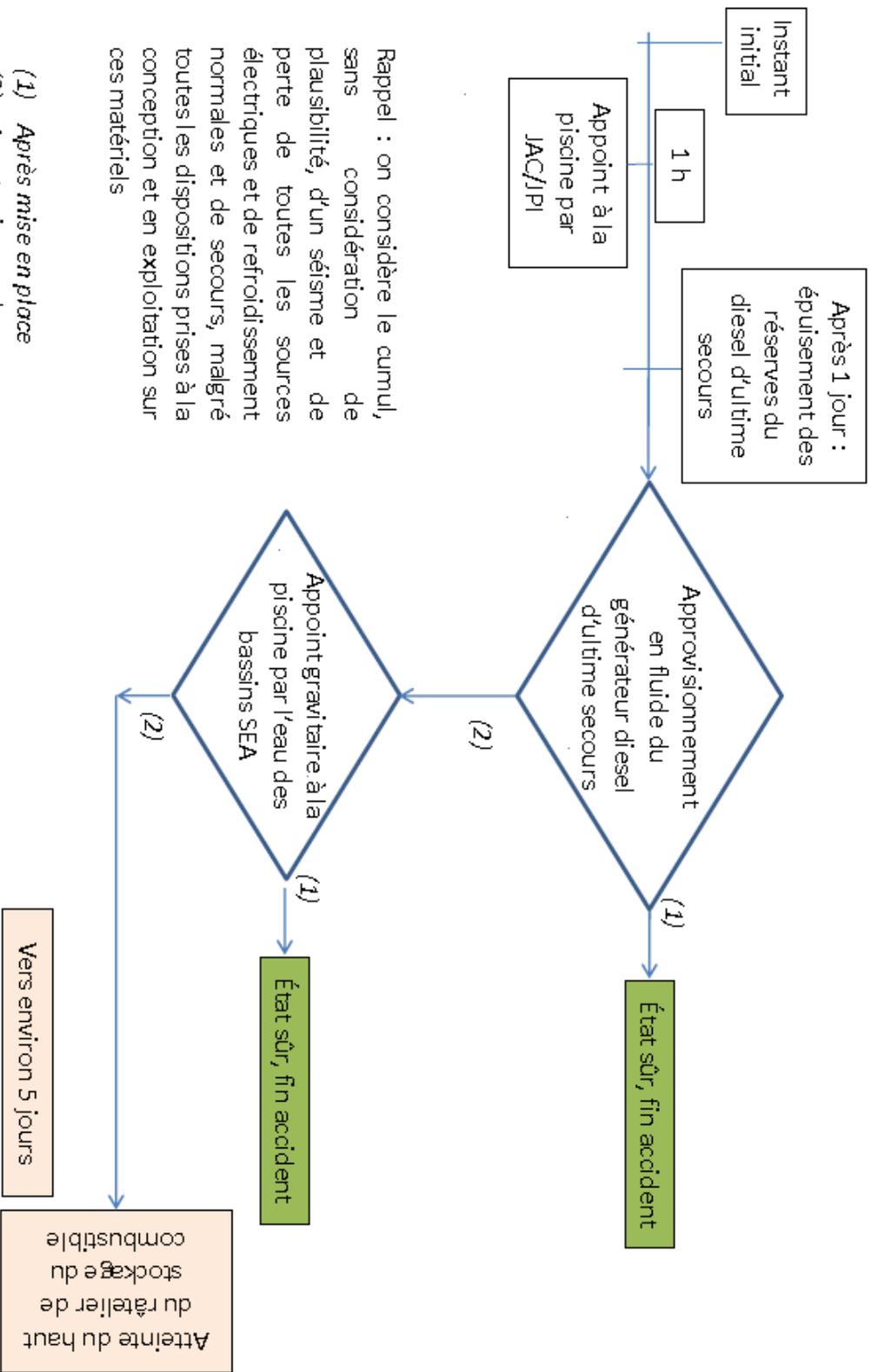
Rappel : Le cumul considéré sur cet arbre d'événement se fait sans considération de plausibilité et ne tient pas compte de toutes les dispositions prises à la conception et en exploitation sur ces matériels



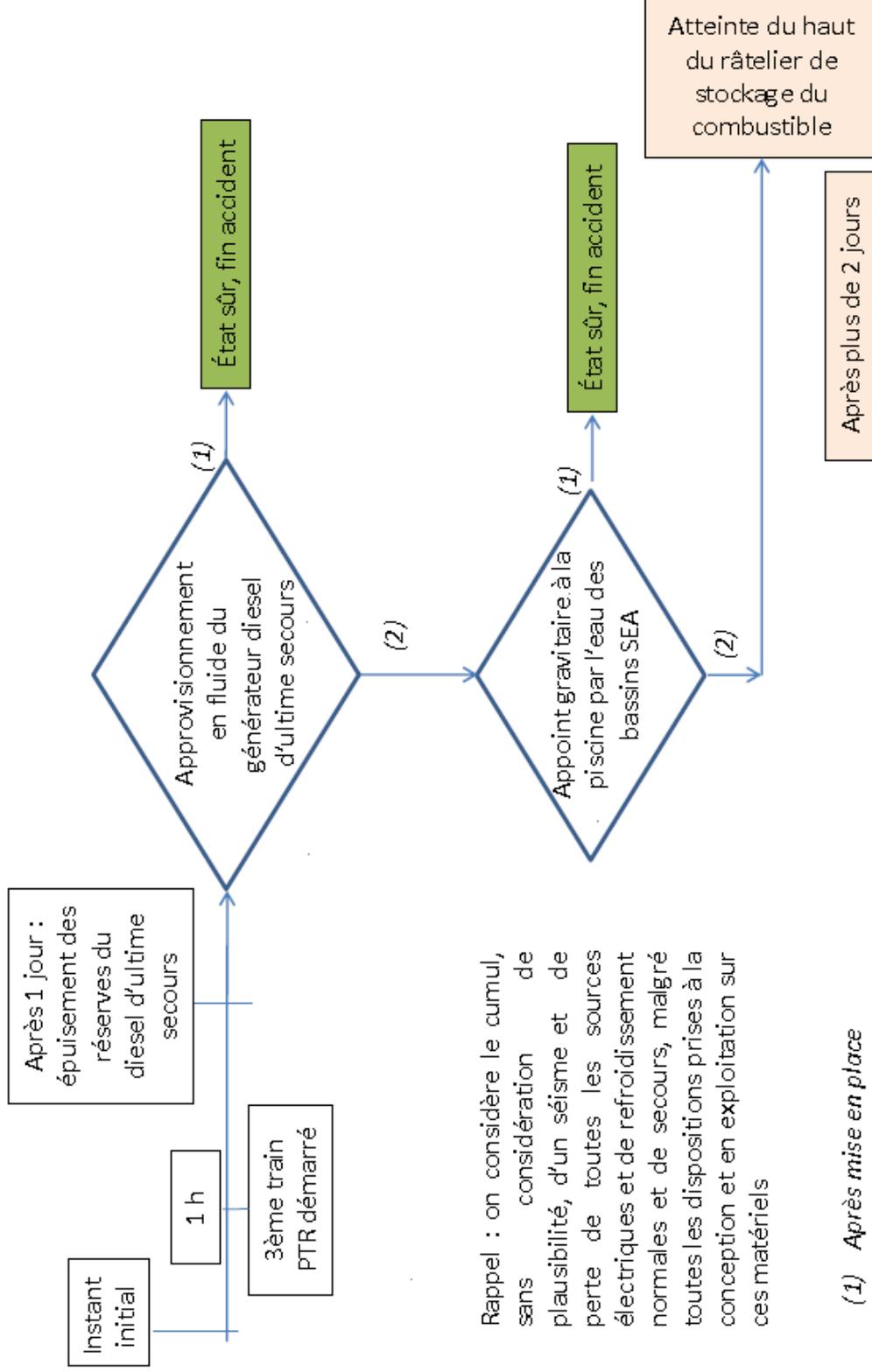
(1) Après mise en place

(2) Avant mise en place

Arbre 2 : 5.2.5 Perte du système de refroidissement principal et des alimentations électriques externes et des alimentations internes de secours (situation site) + séisme, états A à D



Arbre 3 : 5.2.5 Perte du système de refroidissement principal et des alimentations électriques externes et des alimentations internes de secours (situation site) + séisme, états E et F



Rappel : on considère le cumul, sans considération de plausibilité, d'un séisme et de perte de toutes les sources électriques et de refroidissement normales et de secours, malgré toutes les dispositions prises à la conception et en exploitation sur ces matériels

- (1) *Après mise en place*
- (2) *Avant mise en place*

EDF
22-30 avenue de Wagram
75008 Paris

SA au capital de 930 406 055 euros
552 081 317 RCS Paris

www.edf.com

