

Öko-Institut e.V. Institut für angewandte Ökologie Institut for Applied Ecology

PHYSIKERBÜRO (PhB) Bremen

## **Analyse des résultats du stress test européen des centrales nucléaires de Fessenheim et de Beznau**

### **1ère partie : Fessenheim**

**Darmstadt, 11.10.2012**

**Etude réalisée à la demande du Ministère de l'environnement, du climat et du secteur de  
l'énergie du Bade-Wurtemberg**

Öko-Institut e.V.  
Büro Darmstadt  
Rheinstraße 95  
D-64295 Darmstadt  
Téléphone : +49 (0) 6151 - 8191 - 0  
Fax : +49 (0) 6151 - 8191 - 133

Öko-Institut e.V.  
Geschäftsstelle Freiburg  
Postfach 17 71  
D-79017 Freiburg

Öko-Institut e.V.  
Merzhauser Straße 173  
D-79100 Freiburg  
Téléphone : +49 (0) 7 61 - 4 52 95-0  
Fax : +49 (0) 7 61 - 452 95-288

Büro Berlin  
Schicklerstr. 5-7  
D-10179 Berlin  
Téléphone : +49 (0) 30 - 40 50 85-0  
Fax : +49 (0) 30 - 40 50 85-388

**Auteurs :**

Dr. Christoph Pistner (ÖI)  
Dipl.-Math. Mathias Brettner (PhB)  
Dipl. Phys. Christian Küppers (ÖI)  
Dipl. Ing. Stephan Kurth (ÖI)  
Dipl. Ing. Simone Mohr (ÖI)

**Traduction par l'ATPN (Association Trinationale de Protection Nucléaire)**

## Table des matières

	<b>Résumé</b> .....	<b>4</b>
<b>1</b>	<b>Introduction et objectif</b> .....	<b>11</b>
<b>2</b>	<b>Procédures de contrôle à niveau national et international</b> .....	<b>12</b>
2.1	Contrôle de la sûreté des réacteurs nucléaires en Allemagne, par la Commission de sûreté nucléaire (RSK) .....	12
2.1.1	Méthodologie .....	13
2.1.2	Échelle d'évaluation .....	15
2.2	Commission d'experts du Bade-Wurtemberg .....	16
2.2.1	Méthodologie .....	16
2.2.2	Échelle d'évaluation .....	16
2.3	Commission d'experts de Bavière .....	17
2.3.1	Méthodologie .....	17
2.3.2	Échelle d'évaluation .....	18
2.4	Stress test européen .....	18
2.4.1	Méthodologie .....	18
2.4.2	Échelle d'évaluation .....	19
2.5	Étude comparative des procédures de contrôle nationales et internationales .....	20
<b>3</b>	<b>Échelle d'évaluation sur la base des procédures nationales et internationales de contrôle</b> .....	<b>22</b>
3.1	État de sûreté des installations nucléaires allemandes .....	23
3.1.1	Séisme .....	23
3.1.2	Inondation .....	25
3.1.3	Perte postulée de l'alimentation électrique .....	25
3.1.4	Perte du circuit de refroidissement auxiliaire .....	26
3.2	Exigences renforcées en Allemagne depuis Fukushima .....	27
3.2.1.1	Approvisionnement électrique .....	27
3.2.1.2	Alimentation en eau de refroidissement .....	27
<b>4</b>	<b>Installations techniques essentielles à la sûreté de la centrale de Fessenheim</b> .....	<b>28</b>
4.1	Équipements d'exploitation .....	29
4.1.1	Équipements internes .....	29
4.1.2	Équipements techniques stratégiques .....	29
4.2	Système d'alimentation électrique de la centrale .....	30
4.2.1	Équipements de l'entreprise .....	32
4.2.2	Dispositifs techniques stratégiques .....	32
4.3	Mesures de secours internes .....	33
4.4	FARN et Noyau dur (Hardened Safety Core) .....	34
<b>5</b>	<b>Évaluation du stress test européen de la centrale de Fessenheim</b> .....	<b>35</b>
5.1	Séisme .....	35
5.1.1	Présentation par l'opérateur .....	35
5.1.1.1	Principes de dimensionnement .....	35
5.1.1.2	Dimensionnement de la centrale .....	36
5.1.1.3	Marges de sûreté du dimensionnement sismique .....	38
5.1.2	Évaluation de l'Autorité de surveillance .....	40
5.1.3	Avis .....	42
5.1.3.1	Dimensionnement actuel de la centrale .....	42
5.1.3.2	Marges supplémentaires .....	44

---

5.2	Inondation	45
5.2.1	Présentation par l'opérateur	45
5.2.1.1	Critères de base	45
5.2.1.2	Niveau d'inondation à considérer pour la centrale de Fessenheim	46
5.2.1.3	Protection des installations de sûreté	47
5.2.1.4	Conséquences potentielles des scénarios d'inondation	49
5.2.1.5	Marges de sûreté en cas d'inondation du site	50
5.2.1.6	Analyse de scénarios d'inondation hors dimensionnement	52
5.2.2	Evaluation de l'Autorité de surveillance	53
5.2.3	Avis	54
5.2.3.1	Dimensionnement actuel de la centrale	54
5.2.3.2	Marges disponibles	55
5.3	Piscine de désactivation et stockage de combustible	56
5.3.1	Présentation par l'opérateur	56
5.3.2	Evaluation de l'Autorité de surveillance	59
5.3.3	Avis	60
5.4	Approvisionnement en électricité	62
5.4.1	Présentation par l'opérateur	62
5.4.1.1	Conception actuelle de la centrale	62
5.4.1.2	Perte prolongée de l'alimentation électrique externe et interne et de l'autoalimentation	63
5.4.1.3	Perte de l'alimentation électrique externe et de secours (H3) d'un seul réacteur	64
5.4.1.4	Perte de l'alimentation électrique externe et de secours des deux réacteurs	65
5.4.2	Evaluation de l'Autorité de surveillance	67
5.4.2.1	Dimensionnement actuel de la centrale	67
5.4.2.2	Scénarios hors dimensionnement	67
5.4.3	Avis	68
5.4.3.1	Dimensionnement actuel de la centrale	68
5.4.3.2	Marges de sûreté supplémentaires	69
5.5	Eau de refroidissement	71
5.5.1	Présentation par l'opérateur	71
5.5.1.1	Dimensionnement actuel de la centrale	71
5.5.1.2	Perte postulée de l'alimentation en eau de refroidissement pour les deux réacteurs	72
5.5.1.3	Cumul des scénarios H1 et H3	72
5.5.2	Evaluation par les autorités de surveillance	73
5.5.3	Avis	74
5.6	Identification d'autres points faibles en matière de sûreté	75

## Résumé

Une des conséquences de la catastrophe nucléaire du 11 mars 2011 dans la centrale japonaise Fukushima-Daiichi était le déclenchement, tant aux niveaux nationaux qu'internationaux, de diverses procédures de vérifications. A cette fin, différentes méthodes et échelles d'évaluation ont été prises comme base. C'est la raison pour laquelle les résultats ne sont pas comparables d'emblée; cependant une comparaison et une synthèse des enseignements est judicieuse. Pour le Land du Bade-Wurtemberg, les centrales de Fessenheim, en France, et de Beznau, en Suisse, toutes les deux près de la frontière, sont d'une importance particulière. Le Land du Bade-Wurtemberg est susceptible d'être concerné en cas d'accidents graves dans ces centrales nucléaires. L'objectif de la présente expertise consiste en l'évaluation des résultats du contrôle de sûreté des deux centrales de Fessenheim et de Beznau. Il s'agit aussi de démontrer notamment les points faibles ayant une importance pour la sûreté.

Pour évaluer les résultats des tests de résistance (stress test européen) de ces deux centrales près de la frontière, nous prenons comme base l'état de sûreté des centrales nucléaires allemandes encore en fonctionnement, tel qu'il résulte des contrôles menés par la Commission pour la sûreté nucléaire (Reaktorsicherheitskommission, RSK).

Afin de pouvoir évaluer l'état de sûreté, il faut d'abord prendre en compte la conception de base de la centrale. Dans le contrôle de sûreté, la RSK a défini pour toutes les centrales nucléaires un « niveau de base » comme exigence minimale de dimensionnement.

En outre, les centrales allemandes présentent des réserves pour l'évaluation desquelles, dans le cadre du contrôle de sûreté de la RSK, plusieurs niveaux de robustesse ont été définis. Selon le domaine traité, les centrales nucléaires allemandes y ont atteint des niveaux de robustesse différents. Comme référentiel dans le cadre de cette étude, nous avons donc choisi le niveau de robustesse atteint par les centrales nucléaires encore en fonctionnement en Allemagne, et notamment dans le Bade-Wurtemberg. En prenant comme point de départ ce niveau, nous avons vérifié dans quelle mesure ce niveau est atteint ou dépassé par les centrales de Fessenheim et de Beznau.

Nous avons également pris en compte les mesures d'amélioration envisagées à la suite des vérifications nationales et internationales, ainsi que l'augmentation de la robustesse pouvant résulter de ces aménagements.

Dans l'étude sont analysés les cinq domaines essentiels, à savoir : tremblement de terre, inondation, piscine de stockage des éléments combustibles, approvisionnement en énergie électrique et en eau de refroidissement. D'autres faiblesses de sûreté ont été présentées séparément. Un contrôle complet de l'état de sûreté des centrales est hors du périmètre de cette étude et ne serait d'ailleurs pas possible sur la base des documents fournis pour le stress test européen. Voici un résumé des résultats les plus importants pour la centrale de Fessenheim.

*Tremblement de terre :*

Les centrales allemandes présentent une conception de base contre des tremblements de terre avec une probabilité de dépassement de  $10^{-5}$  par an. Afin de pouvoir maîtriser un tel tremblement de terre, des systèmes de sûreté sont à disposition, comme le système d'alimentation d'urgence, le système de refroidissement d'urgence et de refroidissement secondaire ainsi que les systèmes auxiliaires d'alimentation en énergie électrique. Ces systèmes redondants garantissent l'évacuation de la chaleur résiduelle aussi au cas de défaillance d'un élément, si celle-ci est due à une défaillance unique à laquelle s'ajoute une autre indisponibilité suite à une opération de maintenance. Dans le cadre du dimensionnement, il est par exemple prévu que dans un système à quatre voies, il suffit que deux voies soient disponibles pour assurer la maîtrise d'un événement grave (degré de redondance  $n+2$ ).

Sur la base des documents disponibles, nous partons du principe que la conception de la centrale de Fessenheim correspond à un tremblement de terre d'une probabilité de dépassement de  $10^{-4}$  par an ; cette centrale présente donc, en comparaison avec les centrales nucléaires allemandes, un état de sûreté plus faible. Notamment l'alimentation électrique de secours n'est conçue à Fessenheim que pour une défaillance unique ( $n+1$ ), elle ne permet pas une maintenance simultanée, comme c'est le cas dans les centrales allemandes grâce à un degré de redondance ( $n+2$ ) de l'alimentation électrique de secours. De surcroît, tous les éléments du système d'alimentation d'urgence et du système de refroidissement d'urgence et secondaire ont recours à seulement un réservoir chacun ; ils sont donc maillés dans leurs composants passifs.

Par conséquent, la conception de base de la centrale de Fessenheim ne correspond pas à l'état de sûreté des centrales allemandes.

Pour les centrales allemandes, la RSK a constaté un potentiel de réserves qui correspond à un niveau d'intensité de tremblements de terre ; cependant, les documents présentés ne permettraient guère de déterminer exactement ce niveau d'intensité . Une augmentation de l'intensité d'un tremblement de terre d'un degré correspondrait environ au facteur deux des accélérations qui peuvent être reprises par la structure sans que des dégâts n'apparaissent.

Les réserves globales indiquées par l'opérateur de la centrale de Fessenheim correspondent au moins à un facteur de 1,5 dans les accélérations maîtrisables. Notamment pour le réservoir du système d'alimentation d'urgence et celui de la piscine, les réserves indiquées pourraient, le cas échéant, être encore en-dessous du facteur 1,5.

Etant donné que des fonctions centrales de sûreté pour la maîtrise d'un tremblement de terre ne seront plus disponibles en cas d'une défaillance du réservoir de la piscine PTR, on ne peut pas attribuer un facteur de sûreté de 1,5 à la centrale de Fessenheim. D'autres réservoirs présents sur le terrain de la centrale, qui pourraient être utilisés comme complément pour les réserves de liquide de refroidissement, n'ont pas de qualification sismique, de sorte qu'on ne peut pas garantir la disponibilité de ces réserves

dans le cas d'un séisme majoré de sécurité, tel que celui qui a servi de base au dimensionnement de la centrale.

En supposant que le potentiel de robustesse constaté par la RSK pour les centrales allemandes puisse être établi pour un niveau d'intensité sismique, les réserves indiquées pour la centrale de Fessenheim sont nettement inférieures par rapport à celles des centrales allemandes.

Afin d'augmenter la robustesse de la centrale de Fessenheim, l'opérateur a proposé un certain nombre de mesures qui ont déjà été formulées par l'autorité de tutelle ASN en tant que nouvelles exigences. Il ne ressort pas clairement des documents en notre possession à quel degré est assurée l'indépendance de ces mesures, résumées par le terme de noyau dur (Hardened Safety Core), par rapport aux réservoirs des générateurs de vapeur et de la piscine (ASG et PTR) ainsi qu'aux systèmes d'alimentation qui sont approvisionnés par ceux-ci (système d'alimentation d'urgence, systèmes d'alimentation primaire) ou si ces réservoirs et systèmes sont censés être conçus contre des actions encore à définir et dépassant la conception.

Afin d'obtenir une robustesse de la centrale effectivement plus grande contre des actions dépassant sa conception, il faut concevoir non seulement les installations du noyau dur (groupe de secours diesel mobile et pompe autonome) contre des actions sismiques plus importantes que jusqu'à présent, mais aussi les systèmes alimentés par ces installations supplémentaires (réservoir d'alimentation d'urgence, réservoir de la piscine du combustible, pompes et tuyaux du système d'alimentation d'urgence et du système d'alimentation primaire).

#### *Inondation :*

Les centrales nucléaires allemandes présentent une conception de base pour une crue décennale.

La base pour la centrale de Fessenheim est une crue millénaire, augmentée de 15 % pour les débits qui ont été pris en compte. Comme il n'y a pas d'estimations de probabilité pour le site de Fessenheim, il n'est pas certain si cette crue déterminée pour le dimensionnement correspond au niveau d'une crue décennale.

La RSK a constaté des réserves de conception significatives pour toutes les centrales par rapport à la crue décennale, qui sert de référence en l'état actuel des connaissances scientifiques et technologiques. Les réserves existantes dans les centrales allemandes entre la crue mesurée et une infiltration possible dans des bâtiments importants pour la sûreté se trouvent typiquement dans une plage entre 0,5 et 1 m, avec parfois des niveaux de sûreté beaucoup plus importants.

L'opérateur de la centrale de Fessenheim indique des réserves pour les événements d'inondation à analyser selon la conception entre 0,06 et 0,41 m. Nous ne pouvons pas évaluer la signification de ces réserves sur une base de probabilité puisque nous ne sommes pas en possession d'informations ni sur les débits nécessaires pour un tel volume d'eau supplémentaire, ni sur les probabilités de dépassement corrélatives. Par

rapport aux niveaux de sûreté qui existent dans les centrales allemandes, les réserves de la centrale de Fessenheim peuvent être qualifiées de plutôt faibles.

L'opérateur a analysé un scénario avec une augmentation de débit de 30 %, dont la période de récurrence a été estimée sur la base d'estimations d'experts entre 1 sur 100 000 ans jusqu'à 1 sur un million d'années. Dans ce cas-là, le site de la centrale sera inondé et la perte d'installations importantes pour la sûreté est possible (défaillance totale de l'alimentation en eau de refroidissement, de l'alimentation externe en énergie ainsi que de toute l'alimentation électrique). Le niveau d'eau autour de la centrale déterminé pour ce scénario, à savoir 207,70 m au-dessus du niveau de la mer, est nettement supérieur au niveau déterminé pour la crue de 206,26 m pour laquelle la centrale est conçue, et également supérieur au niveau de la digue de protection allant jusqu'à 206,75 m. Dans ces conditions, il faut envisager une inondation du site de la centrale même en cas de débit nettement inférieur. Aussi dans ces conditions, les réserves indiquées par l'opérateur doivent être qualifiées de faibles.

#### *Piscine de stockage des éléments combustibles :*

En vue du maintien du refroidissement des éléments combustibles dans les piscines de stockage, les mesures pour assurer l'intégrité de la piscine sont d'une priorité absolue, entre autres en cas d'actions extérieures, ainsi que le maintien de l'eau dans la piscine (prévention de pertes d'eau dues à des fuites dans des tuyaux limitrophes). Seulement si les points faibles identifiés par l'autorité de tutelle ASN en ce qui concerne l'intégrité de la piscine de stockage des éléments combustibles (tuyaux raccordés, canaux de transfert) ont été éliminés, on peut juger la piscine de stockage des éléments combustibles comme suffisamment robuste.

Dans la centrale de Fessenheim, les piscines de stockage se trouvent dans un bâtiment séparé. Or, dans les réacteurs à eau pressurisée encore en fonctionnement en Allemagne, ces piscines sont situées dans l'enceinte de confinement, à l'intérieur du bâtiment réacteur. Ceci assure une protection supplémentaire contre des actions mécaniques venant de l'extérieur et une rétention de produits de fission en cas d'un endommagement des éléments combustibles. Dans ces conditions, nous estimons que l'implantation de la piscine de stockage à l'intérieur du bâtiment du réacteur, au sein de l'enceinte de confinement, est un avantage pour la sûreté des centrales allemandes.

#### *Alimentation en énergie électrique :*

Le dimensionnement de base des centrales nucléaires allemandes comprend une alimentation énergétique de secours auxiliaire, qui permet de maîtriser une défaillance et une indisponibilité de l'alimentation électrique de secours pour une période allant jusqu'à 72 heures. Le niveau de redondance (n+2) de l'alimentation électrique de secours assure une alimentation suffisante des installations importantes pour le fonctionnement, et cela même en cas de défaillance unique avec opération de maintenance si-

multanée. Les installations disposent de batteries d'une capacité suffisante pour maîtriser au moins pendant deux heures une perte totale de l'alimentation électrique de la centrale.

La conception de base de l'alimentation électrique de secours de la centrale de Fessenheim ne correspond pas à l'état de sûreté des centrales allemandes. Le degré de redondance de l'alimentation électrique de secours de la centrale de Fessenheim est conçu uniquement pour une défaillance unique ( $n+1$ ), mais ne permet pas de maintenance simultanée, comme c'est le cas dans les centrales allemandes, grâce à un degré de redondance ( $n+2$ ).

Ce degré de redondance inférieur de l'alimentation électrique de secours est compensé pour certaines fonctions importantes pour la sûreté, comme par exemple l'alimentation électrique de secours secondaire, par un système indépendant de vapeur vive de sorte que celui-ci présente un degré de redondance de ( $n+2$ ). Le système d'alimentation de secours n'est cependant pas disponible pour tous les états de la centrale.

Or, pour d'autres fonctions nécessaires à la sûreté seule l'alimentation électrique de secours avec un degré de redondance ( $n+1$ ) est disponible. Cela est le cas par exemple pour l'alimentation électrique du système de refroidissement intermédiaire RRI, dimensionné entre autres pour refroidir la centrale à l'arrêt et, à long terme, les composants des installations importantes pour la sûreté.

L'opérateur indique une capacité des batteries d'une heure. Ces capacités sont inférieures aux capacités établies pour les centrales allemandes, qui sont d'au moins deux heures. Par conséquent, la conception de base de la centrale de Fessenheim ne correspond pas à l'état de sûreté des centrales allemandes.

Au sujet des réserves disponibles, la RSK a constaté que dans les centrales allemandes encore en fonctionnement, toutes les installations de sûreté possèdent une installation d'alimentation électrique de secours supplémentaire, diversifiée et redondante. Cette installation de secours est au moins conçue pour une défaillance unique ( $n+1$ ) et pour résister à des actions rares venant de l'extérieur, comme un crash.

La centrale de Fessenheim possède une turbine à gaz supplémentaire TAC. Avec celle-ci, le site de Fessenheim dispose certes d'une installation d'alimentation électrique de secours supplémentaire diversifiée. Cependant, cette turbine ne peut alimenter les deux réacteurs que sur une seule voie, elle n'est donc pas conçue pour une défaillance unique. La turbine à gaz TAC n'est ni qualifiée contre des événements sismiques ni conçue contre des actions rares venant de l'extérieur, comme une chute d'avion.

Les réserves pour l'alimentation électrique existantes dans la centrale de Fessenheim sont donc nettement inférieures par rapport aux réserves des centrales allemandes.

Les mesures planifiées pour l'augmentation de la robustesse de l'alimentation électrique de la centrale de Fessenheim sont comparables à celles planifiées pour les centrales allemandes. Il est aussi prévu dans les centrales allemandes d'augmenter l'autonomie pour une période de 10 heures, et d'installer des groupes diesel mobiles ca-



pables d'assurer l'alimentation électrique durant ces 10 heures, pour ensuite redémarrer la centrale et évacuer la chaleur.

En cas d'une réalisation des mesures prévues tant dans les centrales allemandes que dans la centrale de Fessenheim, les anciennes différences dans la conception de base et la robustesse des installations d'alimentation en électricité demeureront.

#### *Eau de refroidissement :*

La conception de base des centrales allemandes comprend un système de refroidissement d'eau secondaire avec un degré de redondance (n+2), qui est également disponible en cas d'actions venant de l'extérieur, comme un tremblement de terre ou une crue.

Dans le dimensionnement des circuits secondaires d'alimentation en eau de refroidissement, il existe une différence essentielle entre la centrale de Fessenheim et les centrales allemandes : le degré de redondance de la chaîne de refroidissement secondaire (système de refroidissement d'eau secondaire SEB et système de refroidissement d'eau intermédiaire RRI) à Fessenheim n'est conçue que pour une défaillance unique (n+1) ne permettant pas un maintien simultané, contrairement aux centrales allemandes, qui possèdent un degré de redondance (n+2).

En ce qui concerne les centrales allemandes, la RSK a constaté que dans toutes les centrales encore en fonctionnement, une défaillance du système de refroidissement d'eau secondaire sera maîtrisable par des mesures d'urgence. De surcroît, on a constaté, notamment en ce qui concerne les centrales encore en fonctionnement dans le Bade-Wurtemberg, GKN II (Neckarwestheim II) et KKP 2 (Philippsburg 2), qu'il existe d'autres éléments de refroidissement d'eau secondaires diversifiés (autre puits thermique, composants actifs) et redondants (n+1).

Pour la centrale de Fessenheim, nous n'avons aucun document concernant la maîtrise à long terme d'une défaillance du système de refroidissement d'eau secondaire, par des mesures d'urgence internes à la centrale (réapprovisionnement des stocks de fluide de refroidissement, refroidissement des composants, etc.).

Pour la chaîne de refroidissement secondaire (système de refroidissement secondaire et intermédiaire), qui est nécessaire pour le refroidissement du bâtiment et des composants ainsi que pour le refroidissement de la centrale en arrêt de service, aucun puits thermique diversifié n'est disponible.

L'installation d'un noyau dur exigée pour augmenter la robustesse de la centrale de Fessenheim prévoit entre autres une pompe mobile supplémentaire, censée pouvoir apporter un complément de réserves d'eau secondaire (réservoir d'alimentation d'urgence) et primaire (réservoir de la piscine du réacteur), grâce à un réservoir d'eau disponible durant toute l'année. Cela permettrait une évacuation durable de la chaleur du

réacteur par le côté secondaire (système d'alimentation d'urgence) ou, si le circuit primaire est ouvert, au moyen du refroidissement par évaporation.

Une augmentation de la robustesse de l'alimentation en eau de refroidissement secondaire est aussi prévue pour les centrales allemandes. Sur ce point, une alimentation en eau de refroidissement autonome, indépendante du prélèvement d'eau de refroidissement prévu dans le dimensionnement, est exigée pour toutes les centrales ; celle-ci serait suffisante tant pour l'évacuation de la chaleur résiduelle que pour le refroidissement nécessaire de certains systèmes (diesel). En outre, une pompe mobile devra être mise à disposition dans le cadre des mesures d'urgence. Celle-ci est aussi protégée contre des actions dépassant les prévisions au moment de la conception. En cas d'une réalisation des mesures prévues tant dans les centrales allemandes que dans la centrale de Fessenheim, les anciennes différences dans le niveau de robustesse des installations existantes pour l'alimentation en eau de refroidissement secondaire demeureront.

*Autres points faibles touchant à la sûreté :*

En ce qui concerne la garantie d'une évacuation de la chaleur secondaire et de l'alimentation primaire et d'injection de bore en cas de surpression dans le circuit primaire, nous constatons que la centrale de Fessenheim présente une robustesse nettement inférieure à celle définie dans le concept des niveaux de sûreté hiérarchisés des réacteurs à eau pressurisée allemands.

Dans le cadre de son contrôle de sûreté des centrales nucléaires allemandes, la RSK a également analysé l'éventualité d'actions sociétales, telle une chute d'avion. Dans le cadre du stress test européen concernant la centrale de Fessenheim, de tels scénarios n'ont pas été analysés. Dans notre étude, nous évaluons notamment comme un point faible considérable le fait que des fonctions de sûreté particulièrement importantes pour l'évacuation de la chaleur secondaire et l'alimentation en fluide de refroidissement soient dépendantes d'un seul réservoir par bloc réacteur.

Le positionnement de systèmes importants pour la sûreté du site de Fessenheim à un niveau très en-dessous du Grand Canal d'Alsace représente un danger d'inondation potentiel pour tout le site. Les preuves exigées par l'ASN concernant la résistance des digues à des tremblements de terre, ainsi que sa demande d'une analyse des conséquences possibles en cas de défaillance des digues, démontrent de façon explicite un point faible potentiel.

## 1 Introduction et objectif

La catastrophe nucléaire du 11 mars 2011 dans la centrale japonaise de Fukushima-Daiichi a eu entre autres pour conséquence de déclencher des procédures de contrôle, à divers niveaux nationaux et internationaux. Des contrôles spécifiques à chaque centrale nucléaire ont été mis en place afin d'analyser des aspects relevant de la sûreté, en s'appuyant sur le déroulement de l'accident de Fukushima. Certains aspects analysés dépassaient toutes les hypothèses envisagées au moment de la conception des centrales.

En Allemagne, les contrôles de sûreté ont été menés au niveau fédéral sous l'égide de la Commission de sûreté des réacteurs (RSK). Les Länder ont nommé par ailleurs des commissions d'experts. L'Union européenne a imposé un test de résistance, ou stress test, pour chaque centrale nucléaire. Les rapports nationaux de ces stress tests sont maintenant rendus publics.

Les procédures de contrôle s'étant déroulées selon des méthodologies et des échelles d'évaluation spécifiques, les résultats ne sont pas comparables d'emblée. Cependant, il semble judicieux de confronter et de synthétiser les informations utiles.

Pour le Land du Bade-Wurtemberg, les centrales nucléaires situées près de ses frontières en France et en Suisse revêtent une importance particulière. Les réacteurs suisses à eau pressurisée Beznau I et II (mis en service en 1969 et 1971), ainsi que les réacteurs français de même type Fessenheim 1 et 2 (mis en service en 1977) sont parmi les plus anciens au monde. Le Bade-Wurtemberg peut être impacté par un accident grave dans ces centrales.

L'objectif de la présente expertise est de comparer les examens menés dans les centrales de Beznau et de Fessenheim dans le cadre du test de résistance européen, en s'appuyant sur les méthodes de contrôle de la Commission allemande RSK. Cette approche permettra d'examiner les critères d'évaluation et de mesurer les résultats des analyses. Elle permettra aussi d'aborder des aspects concernant la sûreté qui n'entrent pas encore, ou si peu, dans le cadre du stress test européen. La comparaison avec le niveau de sûreté des centrales nucléaires allemandes permet également de mettre en exergue les points faibles de fonctions techniques stratégiques dans chacune de ces deux centrales, qui peut-être n'ont pas été reconnues comme telles dans le cadre du stress test européen.

La présente expertise se base sur les documents établis et publiés dans le cadre de ce stress test européen par les opérateurs des centrales et par les autorités de sûreté compétentes. D'autres informations publiées ou rendues publiques ont aussi été intégrées à ce travail, comme par exemple les évaluations suisses de la Division principale de la Sécurité des Installations Nucléaires (DSN/HSK) sur les contrôles périodiques des réacteurs de Beznau. En revanche, il n'entre pas dans l'objet de cette étude d'élaborer un état des lieux en utilisant des documents non publiés ou non rendus publics, ni de répondre à des questions ouvertes pouvant émaner du stress test européen. L'objectif est de présenter de façon synthétique l'essentiel des analyses disponibles dans le domaine public. La présente expertise se propose donc d'évaluer les résultats

des examens de sûreté, au vu des préoccupations du Bade-Wurtemberg au sujet des centrales de Beznau et de Fessenheim, et concernant notamment les points faibles des installations importantes pour la sûreté nucléaire.

*Le chapitre 2* décrit les différentes procédures nationales et internationales, leurs méthodes, le choix des événements analysés, les postulats de base et l'échelle d'évaluation.

*Le chapitre 3* reprend la méthodologie des contrôles effectués par la RSK au vu de l'état actuel des centrales allemandes encore en fonctionnement. Cette échelle d'évaluation sera prise en compte lors de l'analyse du niveau de sûreté des centrales de Fessenheim et de Beznau.

*Le chapitre 4* donne une vue d'ensemble des principales installations du site de la centrale de Fessenheim.

*Le chapitre 5* permet d'évaluer les résultats du stress test européen réalisé dans cette centrale. Dans le cadre de la présente expertise, l'analyse est centrée sur les questions liées à un séisme, une inondation, la piscine de désactivation des combustibles, la perte possible de l'alimentation électrique ou de la source froide. Autant que le permet le cadre limité de cette étude, nous présenterons aussi une synthèse des points faibles qui sont indépendants les uns des autres dans les installations techniques dont dépend de la sûreté nucléaire.

La deuxième partie de cette expertise présente une analyse analogue de la centrale de Beznau.

## **2 Procédures de contrôle à niveau national et international**

### **2.1 Contrôle de la sûreté des réacteurs nucléaires en Allemagne, par la Commission de sûreté nucléaire (RSK)**

Le 17 mars 2011, le Parlement allemand a demandé à l'État de procéder à une nouvelle analyse des risques de toutes les centrales et autres installations nucléaires d'Allemagne, en y intégrant les enseignements tirés des événements du Japon. Cette analyse des risques devait notamment contrôler la fiabilité des systèmes de refroidissement, l'infrastructure externe et des scénarios de risque extrême.

Ce même jour, le Ministère fédéral de l'environnement a chargé la RSK d'établir un cahier des charges pour les opérations de contrôle de la sûreté des réacteurs allemands et d'évaluer les résultats de ces opérations. L'analyse des failles observées au cours de l'accident japonais devait permettre de vérifier si les limites actuelles du dimensionnement des centrales sont correctement définies, et de tester la robustesse des centrales allemandes en cas d'événements non prévus dans le dimensionnement. En raison des brefs délais impartis, la RSK n'a pas vérifié si les limites de dimensionnement actuelles étaient encore correctement définies. Elle a seulement établi un « niveau de base » incluant toutes les exigences de sûreté requises dans les centrales allemandes.

### 2.1.1 Méthodologie

L'opération de contrôle s'est déroulée sur la totalité du site des centrales nucléaires, y compris la piscine de désactivation et tous les états de fonctionnement déterminants. Voici les domaines qu'il s'agissait de contrôler :

a) Impacts provoqués par des phénomènes naturels

- Séisme,
- Inondation,
- Autres catastrophes naturelles (variations climatiques incluses).

b) Impacts sociétaux

- Chute d'avion,
- Explosion de gaz,
- Conséquence d'un accident survenu dans un réacteur proche,
- Acte terroriste,
- Attaque externe sur les systèmes de contrôle-commande.

c) Postulats élargis, indépendants du déroulement d'événements concrets

- Perte totale d'alimentation électrique, diesels de secours (SBO) inclus,
- Alimentation électrique prolongée en mode secours,
- Perte du circuit de refroidissement auxiliaire.

d) Fiabilité des mesures de prévention

e) Effets induits entravant la mise en œuvre des actions d'urgence.

#### Impacts externes provoqués par des phénomènes naturels

**Séisme** : Le séisme de référence spécifique à chaque site et ses effets induits ont été vérifiés, ainsi que les réserves prévues dans le cadre du dimensionnement. L'analyse a aussi porté sur le maintien des fonctions vitales de la centrale en cas d'action sismique accrue et sur les conséquences d'une réplique sismique, comme par exemple la destruction de l'infrastructure et une disponibilité réduite au niveau du personnel.

**Inondation** : La procédure est analogue à celle du séisme. L'inondation de référence spécifique à chaque site et ses effets induits ont été vérifiés, ainsi que les mesures préventives et les réserves du dimensionnement. L'analyse a aussi porté sur le maintien des fonctions vitales de la centrale dans le cas d'une crue hors dimensionnement, avec destruction de l'infrastructure et indisponibilité du personnel. Elle a aussi porté sur les conséquences des mesures d'urgence si l'inondation dépasse le niveau d'eau prévu dans le dimensionnement de la centrale.

**Autres catastrophes naturelles (variations climatiques incluses)** : Ni le maintien des fonctions vitales de la centrale en cas d'autres impacts naturels externes (tempête, tornade, bourrasques de vent et de neige, etc.), ni le cumul éventuel de ces charges n'ont été étudiés en détail dans le cadre de cette opération de contrôle, car de l'avis de la RSK, la plupart de ces impacts étaient déjà pris en compte dans l'analyse d'autres impacts extérieurs et dans des scénarios élargis.

## Impacts sociétaux

**Chute d'avion** : Le maintien des fonctions vitales de la centrale a été étudié en cas de chute d'un avion de ligne ou d'un avion militaire, qu'il s'agisse d'un accident ou d'un acte volontaire. Différents scénarios de chute ont été simulés, selon le type d'avion, sa vitesse, la résistance des bâtiments de la centrale et leurs réserves face au choc de l'avion, les effets mécaniques occasionnés par les débris d'avion, les conséquences d'un incendie de combustible, ainsi que la faisabilité et l'efficacité des mesures d'urgence, en tenant compte des conséquences sur l'infrastructure et sur le personnel.

**Rejet de gaz** : Les effets induits d'une explosion de gaz ont été étudiés, afin de déterminer les conséquences des gaz toxiques et explosifs, ainsi que les ondes de choc d'une explosion. En cas d'accident dans un réacteur, les conséquences sur le réacteur voisin ont été thématiques dans toutes les installations comportant deux réacteurs ou plus.

Ces deux impacts relèvent de la sûreté interne des installations nucléaires et n'entrent pas explicitement dans le cadre de cette expertise.

## Postulats élargis et indépendants du déroulement d'événements concrets

**Diesels de secours (SBO)** : Le maintien des fonctions vitales de la centrale a été vérifié en cas de perte de l'alimentation électrique externe durant plus de deux heures. Les contrôles ont surtout porté sur la robustesse des installations, la capacité des batteries disponibles, le prépositionnement et l'efficacité des mesures d'urgence.

**Alimentation prolongée en mode secours** : Le maintien des fonctions vitales de la centrale a été étudié en cas de perte prolongée de l'alimentation électrique, au-delà de 72 heures. Les contrôles ont surtout porté sur l'alimentation des groupes électrogènes de secours (diesel, huile de lubrification, eau de refroidissement), sur leur réparation ou leur remplacement, sur les sources électriques alternatives (turbine à gaz, centrale hydroélectrique), ainsi que sur le remplacement du diesel par un raccordement diversifié au réseau.

**Perte du refroidissement auxiliaire** : Le maintien des fonctions vitales de la centrale a été étudié en cas de perte de la redondance dans le circuit secondaire d'alimentation en eau de refroidissement. Les contrôles ont porté sur des sources de refroidissement diversifiées, à partir de puits de pompage par exemple, et sur la faisabilité des plans d'urgence au niveau technique et administratif.

## Robustesse des mesures de prévention

La robustesse des mesures préventives a surtout été évaluée en fonction des actions mises en œuvre sur les sites nucléaires pour séparer les systèmes redondants. Les contrôles ont aussi porté sur les mesures de protection dans les bâtiments et sur les conséquences possibles pour le bâtiment réacteur, malgré la redondance, d'événements internes, incendie ou inondation par exemple.

## Effets induits compliquant la mise en œuvre des mesures d'urgence

Lors des contrôles effectués autour de ces thématiques, il a fallu émettre des avis sur la valeur et la disponibilité de l'instrumentation nécessaire, sur le risque de réactions avec l'hydrogène (H<sub>2</sub>) (radiolyse + réactions de zircon + interaction corium-béton),

sur une possible accumulation de H<sub>2</sub> dans le bâtiment réacteur et dans les bâtiments voisins. Il a aussi fallu émettre des avis sur la prévention d'une déflagration ou d'une détonation de H<sub>2</sub> (mise sous atmosphère inerte, concept de recombineur d'hydrogène) en fonction des processus de ventilation, et sur la prévention d'un redémarrage de fission nucléaire ou recriticalité.

Voici les mesures d'urgence et les procédures prises en compte :

- Aspects organisationnels
- Utilisation des installations disponibles
- Prépositionnement de dispositifs mobiles
- Raccordements possibles
- Systèmes de communication et d'information (internes et externes)
- Mise en place des mesures d'urgence, compte tenu des facteurs suivants :
  - Destruction avancée de l'infrastructure, y compris les dispositifs de communication (soutien technique et humain difficile depuis l'extérieur)
  - Faisabilité et efficacité des mesures de secours en cas d'effets induits externes (séisme, inondation, chute d'avion)
  - Dissémination radioactive sur le site
  - Alimentation électrique indisponible
  - Perte éventuelle de l'instrumentation
  - Evacuation du site vers un lieu de refuge et vers la salle de commande d'urgence (assurant la communication, la planification et la gestion des interventions et le programme de mesure de l'accident).

### 2.1.2 Échelle d'évaluation

L'analyse et l'évaluation étaient fondées sur la robustesse des centrales nucléaires et sur le niveau de protection en cas d'événements sociétaux extrêmes. Les critères d'évaluation ont été classés selon une échelle de niveaux. Le *niveau de robustesse* est attribué lorsque la centrale nucléaire dispose des réserves indispensables au maintien des objectifs de protection en cas d'événements hors dimensionnement, c'est-à-dire non prévus au moment de la conception des bâtiments. Ce niveau de robustesse inclut les impacts naturels, les postulats, les mesures de prévention et de secours. Le *niveau de sûreté* a été attribué lorsque le cahier des charges de la RSK est respecté, avec en plus les impacts sociétaux. Le *niveau de base* correspond au niveau minimum des installations techniques de sûreté qui a été défini pour toutes les centrales. Dans le cadre de ces contrôles, la RSK n'a pas vérifié le niveau de base, car il relève des contrôles administratifs menés en temps normal dans toutes les centrales nucléaires allemandes.

Le niveau de robustesse est le plus élevé, il correspond à des critères de résistance face aux impacts dépassant ceux du niveau de base. L'objectif est de mettre en place des fonctions essentielles qui permettent d'empêcher l'effet falaise.

## 2.2 Commission d'experts du Bade-Wurtemberg

Le 14 mars 2011, le gouvernement du Bade-Wurtemberg a mandaté une commission indépendante d'experts pour contrôler les centrales nucléaires du Land. Cette commission avait en charge d'évaluer si une situation analogue aux événements du Japon pouvait se produire dans ces centrales et de mesurer l'ampleur des mesures de prévention des risques dans le dimensionnement des sites nucléaires du Bade-Wurtemberg.

L'analyse a porté sur les centrales nucléaires ci-dessous :

- Centrale nucléaire de Philippsburg 1 (KKP 1),
- Centrale nucléaire de Philippsburg 2 (KKP 2),
- Centrale nucléaire de Neckarwestheim I (GKN I),
- Centrale nucléaire de Neckarwestheim II (GKN II)

### 2.2.1 Méthodologie

Les cinq domaines suivants ont été sélectionnés pour les contrôles :

- Séisme (évaluation de la tenue sismique du site, dimensionnement des bâtiments et fonctionnalité des systèmes, avec 10 heures d'autonomie),
- Alimentation électrique (sous l'effet d'impacts extérieurs, inondation ou chute d'avion par exemple),
- Garantie d'évacuation de la chaleur résiduelle,
- Infrastructure / Autonomie,
- Mesures d'urgence.

Chacun de ces thèmes a été traité indépendamment des autres.

Les axes prioritaires concernaient les aspects spécifiques aux sites, par exemple l'influence mutuelle de deux réacteurs voisins ou des facteurs géographiques. L'objectif de ces analyses était d'étayer les opérations de contrôle menées par la RSK. Les résultats de cette commission d'experts devaient être intégrés aux analyses de la RSK, en évitant les doublons.

### 2.2.2 Échelle d'évaluation

La description de chaque thème a donné lieu à une analyse des événements de Fukushima-Daiichi-I, ainsi qu'à une évaluation de la situation de chacune des centrales en ce qui concerne l'application de la réglementation en vigueur et la transférabilité des événements du Japon. Cette étude a généré des éléments utiles pour des analyses complémentaires et des recommandations pour accroître la sûreté des installations.

## 2.3 Commission d'experts de Bavière

Le ministère bavarois de l'Environnement et de la Santé (StMUG) a mandaté les services Energie & Technologie du contrôle technique TÜV SÜD pour mener des examens exceptionnels dans toutes les centrales nucléaires de Bavière, y compris dans le réacteur expérimental FRM II de Munich et les sites de stockage de déchets radioactifs.



Les événements traités lors de ce contrôle exceptionnel, leurs conséquences et les axes d'améliorations nécessaires ont été publiés dans un rapport.

Fin mars 2011, ce ministère bavarois a nommé un groupe d'experts dans la Commission de sûreté des réacteurs (BayKR), lesquels ont mené une première évaluation au vu des résultats de leur rapport.

Les centrales nucléaires ci-dessous ont été contrôlées :

- Centrale nucléaire Isar 1 (KKI 1),
- Centrale nucléaire Isar 2 (KKI 2),
- Centrale nucléaire de Gundremmingen II (KRB II),
- Centrale nucléaire de Grafenrheinfeld (KKG).

L'objectif de ce contrôle était d'analyser les points faibles dans le maintien de la protection des installations nucléaires, en particulier :

- le contrôle de la réactivité
- le refroidissement du combustible

dans la cuve du réacteur et dans la piscine de désactivation et d'entreposage.

### 2.3.1 Méthodologie

Les critères méthodologiques de base étaient les suivants :

- Postulats d'événements spécifiques (dus à des impacts externes, naturels ou sociétaux) et leurs effets induits.
- Hypothèses d'impacts dépassant les exigences de dimensionnement dans la réglementation en vigueur au moment de la conception.
- Questions standardisées afin de vérifier l'efficacité des principales fonctions relevant de la sûreté (objectifs de protection).
- Vérification de la maintenance de ces fonctions sur une longue durée.
- Evaluation de l'efficacité des mesures d'urgence existantes.
- Analyse spécialement axée sur des techniques d'ingénierie.

Les événements de base pour cette étude étaient les suivants :

- Séisme hors dimensionnement,
- Inondation hors dimensionnement,
- Conditions météorologiques extrêmes hors dimensionnement,
- Modification ou transfert des installations de captage et d'évacuation d'eau.

D'autres aspects ont été évalués de surcroît, comme la protection contre l'incendie, l'infrastructure, l'accès, les mesures d'urgence, l'impact d'une chute d'avion intentionnelle ou d'un acte terroriste.

Pour ce qui concerne les événements hors dimensionnement, il s'agissait de postuler des types de dégâts incluant la perte de l'alimentation de refroidissement et de l'alimentation électrique, ainsi que les multiples effets induits (incendie sur le site de la

centrale, impact des décombres, inondation, perte du fluide réfrigérant). Chacun de ces scénarios impliquait l'évaluation des mesures de secours disponibles et de leur efficacité.

### 2.3.2 Échelle d'évaluation

Chaque centrale nucléaire a été dimensionnée selon une philosophie sécuritaire, qui sert de point de départ à l'analyse. Dans le cadre de leurs contrôles spécifiques, les experts bavarois ont évalué le maintien des fonctions de sûreté indispensables pour la protection nucléaire en cas d'événements hors dimensionnement. Il s'agissait en particulier d'assurer le contrôle de la réactivité et le refroidissement du combustible dans le bâtiment réacteur et dans la piscine de désactivation.

La priorité a été donnée aux considérations relevant de l'ingénierie.

L'objectif était de soumettre des propositions d'optimisation.

## 2.4 Stress test européen

Les 24 et 25 mars 2011, le Groupement européen des autorités de sûreté nucléaire (ENSREG) a initié une opération de contrôle de toutes les centrales nucléaires de l'Union européenne, sur la base d'une évaluation détaillée et transparente des risques et de la robustesse des installations. L'ENSREG a développé ces tests de résistance, aussi connus sous le nom de stress tests européens, en coopération avec la Commission européenne. Ils ont pour objectif d'évaluer les marges de sûreté des centrales nucléaires.

Chaque pays de l'Union européenne a soumis toutes ses centrales nucléaires à ce stress test européen et a livré un rapport national. D'autres pays s'y sont volontairement soumis, comme l'Arménie, la Biélorussie, la Croatie, la Russie, la Suisse, la Turquie et l'Ukraine. Certains pays ont procédé, indépendamment de ces tests européens, à des contrôles supplémentaires indépendants et certains de ces résultats ont été intégrés dans le stress test européen.

### 2.4.1 Méthodologie

Mis en place suite aux événements de Fukushima, le stress test européen se focalise surtout sur les impacts dus aux séismes et aux inondations, sur les défaillances qui s'ensuivent et la perte postulée des fonctions essentielles à la sûreté. Les facteurs pris en considération sont les suivants :

a) Impacts externes naturels, pour cause de :

- Séisme,
- Inondation,
- Événements météorologiques extrêmes.

b) Perte postulée des fonctions essentielles à la sûreté (indépendamment de l'événement) :

- Perte de l'alimentation électrique, diesels de secours (SBO) inclus,
- Perte de l'évacuation de la chaleur résiduelle,

- Combinaison de ces événements.

c) Mesures d'urgence :

- Mesures pour le maintien ou la reprise des opérations de refroidissement du combustible dans le cœur du réacteur,
- Mesures pour le maintien ou la reprise des opérations de refroidissement du combustible dans la piscine de désactivation,
- Mesures pour le maintien de l'intégrité du confinement.

Le stress test européen a pour objectif de clarifier les réserves de sûreté des centrales nucléaires. Il analyse donc des hypothèses d'impacts naturels extrêmes, pouvant provoquer un accident non prévu à la conception de la centrale. Un postulat alternatif concerne la perte des équipements de sécurité. Les mesures des plans d'urgence ont aussi fait l'objet de contrôles.

L'analyse de la réaction de l'installation nucléaire à d'éventuels impacts naturels extrêmes et la défaillance postulée des équipements de sécurité ont pour objectif de mettre en évidence les effets faibles et d'identifier les points faibles des dispositifs de sûreté.

L'évaluation portait sur la robustesse d'un concept de sûreté évoluant sur plusieurs niveaux et sur l'adéquation des mesures d'urgence, ainsi que sur les améliorations possibles pour garantir la sûreté sur le plan technique et organisationnel (mises à niveau, procédures, ressources humaines, organisation des plans d'urgence et aide de l'extérieur).

## 2.4.2 Échelle d'évaluation

Selon l'ENSREG, il est dans la nature du stress test de se référer à des dispositions et à des mesures auxquelles il faudra recourir après la perte de certains systèmes de sûreté en cas d'accident de dimensionnement. La première tâche du stress test consistait donc à vérifier le dimensionnement de chaque centrale, puis de s'assurer que les autorités nationales de sûreté étaient en mesure de faire respecter ces exigences de base. Cependant, il n'entrait pas dans le cadre du stress test d'analyser l'adéquation des réglementations en vigueur actuellement au vu des événements du Japon. Le stress test européen n'a pas donné lieu à un travail d'unification de la réglementation concernant la sûreté des centrales européennes, ni même pour les exigences de base.

Les opérateurs des centrales ont établi des rapports sur les stress tests effectués sur chaque site et ont inclus des propositions pour améliorer le niveau de robustesse. Les autorités de contrôle nationales ont vérifié et évalué si les faits exposés dans les rapports étaient exhaustifs et en adéquation avec les exigences du dimensionnement. Elles ont aussi vérifié la pertinence des appréciations des opérateurs quant à la robustesse de leurs installations. L'ENSREG a mis en place une procédure d'examen par des pairs (peer review), ce qui a permis à une équipe internationale d'experts de visiter une sélection de centrales nucléaires et de s'entretenir avec les opérateurs des résultats de leurs stress tests. Cette procédure d'examen par des pairs a contribué de façon

exemplaire à formuler des recommandations complémentaires, destinées à améliorer la robustesse des centrales nucléaires d'Europe.

## **2.5 Étude comparative des procédures de contrôle nationales et internationales**

Les procédures de contrôle effectuées en Allemagne se sont focalisées sur les événements concernant les impacts naturels externes, en particulier sur le séisme et l'inondation, ainsi que sur des postulats élargis indépendants de l'événement, par rapport à l'alimentation électrique et aux circuits secondaires de refroidissement. Ces thèmes émanaient directement des événements du Japon et ont représenté le cœur des examens menés dans le cadre du stress test européen. La RSK n'a pas inclus d'autres événements naturels dans ses travaux, car elle était d'avis que ceux-ci étaient en grande partie couverts par l'étude d'autres impacts externes et par la prise en compte des postulats élargis. En revanche, le stress test européen a, lui, examiné aussi d'autres impacts météorologiques extrêmes, en particulier les conséquences possibles d'impacts hors dimensionnement. La RSK initie maintenant de nouvelles consultations sur cette thématique.

D'autre part, la RSK et les commissions de contrôle spécifiques à chaque Land allemand ont analysé la mise en œuvre des mesures d'urgence dans différents scénarios impliquant les effets induits d'un accident. Cette question s'est, elle aussi, immédiatement imposée au vu des mesures de secours disponibles sur le site de Fukushima Daiichi. Le stress test européen donne donc une importance particulière aux mesures d'urgence disponibles dans les centrales européennes et à leur application dans des conditions connexes difficiles.

Les analyses de la RSK tiennent compte également d'impacts sociétaux comme une chute d'avion, l'émission de gaz toxiques et explosifs, les ondes de choc d'une explosion. Même si ces thèmes ne sont pas en lien direct avec les événements de Fukushima, ils peuvent tout à fait impacter la centrale et provoquer des défaillances simultanées sur les principaux systèmes de sécurité. Si des événements en lien avec des questions de sécurité nationale ne sont pas explicitement étudiés dans le cadre du stress test européen, c'est parce que l'ENSREG n'en a pas les compétences. Un groupe de travail s'est réuni ad hoc au niveau européen afin d'étudier ces questions de sécurité, qui ne relevaient pas des procédures publiques menées par l'ENSREG (voir EU 2012).

Dans le cadre de ses contrôles, la RSK analyse aussi la robustesse des mesures de prévention dans les centrales nucléaires allemandes. La RSK évalue comme mesure de prévention toute mesure pouvant être disponible en cas d'accident. Dans la pratique, même si la perte de ces mesures ne peut pas être exclue, il existe un potentiel d'effets de falaise. Une analyse de ce type n'a pas été réalisée au niveau international.

Aucune de ces procédures nationales ou internationales n'a pris en compte la totalité des aspects importants pour la sûreté d'une centrale nucléaire. Elles ont certes thématiqué différents impacts externes, mais ne se sont pas penchées sur des impacts internes, provoqués par exemple par la perte de la source de refroidissement ou par un incendie sur le site. Même des fonctions de sûreté essentielles à la maîtrise d'événements

ments graves n'ont été mentionnées que sous l'aspect de postulats élargis, pour l'alimentation électrique et l'évacuation ultime de la chaleur. D'autres fonctions stratégiques, comme l'injection de liquide réfrigérant en cas de défaillance du circuit de refroidissement ou l'alimentation en eau des générateurs de vapeur durant les régimes transitoires, ont seulement été analysées de façon indirecte, durant la description de l'événement lui-même ou d'une perte généralisée de l'alimentation électrique ou du puits de chaleur ultime.

Les contrôles de la RSK se limitaient, au vu du court délai imparti, à vérifier et à évaluer les dossiers fournis par les opérateurs, tout en s'appuyant sur les rapports des groupes d'experts mandatés par les organisations agréées. En comparaison, les études menées par les Länder allemands étaient beaucoup plus approfondies, car elles intégraient aussi les résultats des visites in situ et une évaluation poussée de chacune des thématiques. Quant au stress test européen, il ne se base pour l'essentiel que sur les dossiers mis à disposition par les opérateurs eux-mêmes, après examen et évaluation des autorités de sûreté.

La procédure d'évaluation par les pairs (peer-review) incluait elle aussi des visites de sites, surtout pour vérifier les aspects susceptibles d'avoir un impact national au-delà du site de la centrale et les mesures prévues dans chacun des pays. Les limites de la procédure n'ont permis que la visite de quelques centrales. Une vérification complète de toutes les centrales européennes et une réelle confrontation entre l'état actuel d'une centrale et son état tel qu'il est documenté dans les dossiers auraient largement dépassé le cadre de la procédure. D'ailleurs, les brefs délais de remise des dossiers ont fait que les documents fournis pour vérification n'ont souvent été que des informations déjà présentées au cours d'autres contrôles. Au sujet des impacts hors dimensionnement et du comportement des installations nucléaires sous de telles contraintes, les premières hypothèses et les rapports d'ingénieurs qui ont été remis n'ont pas encore la rigueur exigée d'ordinaire pour de telles procédures de contrôle.

Dans ce contexte, on peut considérer que les résultats des procédures nationales et internationales de contrôle ont permis d'identifier d'importants potentiels d'optimisation pour les centrales européennes, surtout dans le domaine des événements hors dimensionnement. Une évaluation finale, ainsi que celle des champs de sécurité thématiques dans ces procédures, n'est guère possible sur la base des documents actuellement disponibles.

Quant au dimensionnement des centrales, la RSK a établi, dans le cadre de ces procédures de contrôle, un niveau de base qu'elle exige pour toutes les installations. La RSK n'a pas vérifié elle-même le respect de ce niveau de base, car cette responsabilité revient aux autorités de surveillance qui effectuent les contrôles réguliers. La RSK a fait savoir que pour la définition du niveau de base, elle ne prend pas en considération les disparités entre les sites.

Dans le cadre du stress test européen, il y avait bien une présentation des exigences de dimensionnement spécifique à chaque centrale et une évaluation du respect des exigences de ce dimensionnement par les autorités nationales. Mais du fait qu'il soit

resté spécifique à chaque centrale, le stress test européen ne contient pas de définition concrète du niveau de base, comme le fait la RSK dans sa procédure. A l'intérieur d'un pays, des différences subsistent inévitablement entre les centrales quant aux normes à respecter. Comme les règles sont émises au moment du permis d'exploitation, une centrale plus ancienne ne peut évidemment pas remplir les mêmes critères qu'une centrale de construction plus récente. Chaque pays peut aussi exiger des niveaux de sûreté différents pour ses centrales nucléaires, qui ne se refléteraient pas dans une procédure d'évaluation globale.

Il en va de même pour le contrôle et l'évaluation de la robustesse des installations nucléaires et pour l'optimisation des techniques de sûreté qui en découle : les différentes procédures de contrôle ne sont pas unifiées, ni dans la méthode, ni même dans l'échelle d'évaluation.

Pour évaluer la robustesse des centrales en cas d'impacts hors dimensionnement, la RSK a défini trois niveaux de robustesse hiérarchisés pour tous les événements ou postulats analysés, et des degrés de protection pour les impacts sociétaux. Ces niveaux de robustesse définis par la RSK ne représentent pourtant aucune contrainte pour les opérateurs. La RSK elle-même n'a pas spécifié quel degré de robustesse elle souhaiterait pour les centrales allemandes après Fukushima. Le fait d'avoir défini des niveaux de robustesse permet cependant une évaluation comparative entre les installations nucléaires, et sur cette base, une évaluation unifiée de l'état de sûreté de ces installations. Pour comparaison, le stress test européen n'apporte aucune définition sur les divers degrés de robustesse et ne fait aucune recommandation en ce sens pour la robustesse des centrales européennes. En ce sens, le stress test européen n'a pas évalué de façon homogène l'état de sûreté des installations nucléaires en Europe.

### **3 Échelle d'évaluation sur la base des procédures nationales et internationales de contrôle**

La présente expertise évalue les résultats du stress test européen pour les centrales nucléaires de Beznau (Suisse) et de Fessenheim (France). L'objectif est de déterminer l'état de sûreté de ces installations et d'identifier les points faibles dans les dispositifs techniques stratégiques.

Comme base de cette évaluation, nous avons choisi l'état de sûreté des centrales nucléaires allemandes encore en fonctionnement, tel qu'il est présenté dans les résultats de la procédure de contrôle de la RSK. Celle-ci a défini pour toutes les centrales allemandes un niveau de base à respecter, qui correspond à un niveau de dimensionnement minimum au vu des normes en vigueur en Allemagne. La RSK a également déterminé des marges et des réserves qui varient selon le type d'événement.

L'évaluation finale de l'état de sûreté d'une centrale exige d'abord de prendre en considération le dimensionnement de base de la centrale. Pour décrire ce dimensionnement de base, nous reprendrons les principaux critères de sûreté définis dans le niveau de base des contrôles de la RSK. Nous intégrerons aussi les réserves déjà disponibles, telles qu'elles sont définies dans les rapports de contrôles nationaux et internationaux. Ici aussi, une comparaison entre l'état de sûreté des centrales allemandes et d'autres

centrales européennes nécessiterait une échelle d'évaluation commune. C'est pour cette raison que nous faisons le choix du niveau de robustesse défini par la RSK, pour autant que les centrales en activité en Allemagne et plus spécialement dans le Bade-Wurtemberg soient en conformité avec ce niveau de base. Les améliorations planifiées dans les centrales suite aux contrôles nationaux et internationaux doivent aussi être prises en compte, car elles renforceront la robustesse des centrales.

Afin de respecter le cadre limité de cette étude, nous nous concentrons sur l'analyse des cinq thématiques suivantes : séisme, inondation, piscine de désactivation, alimentation électrique et en eau de refroidissement, auxquelles s'ajoutent les mesures de sûreté éventuellement prévues. Nous mentionnerons également d'autres points faibles dans les dispositifs de sécurité identifiés. Une vérification complète de l'état de sûreté des deux centrales nucléaires, Fessenheim et Beznau, dépasserait le champ de cette étude.

Les recherches menées ici se basent exclusivement sur des documents publiés ou rendus publics, principalement sur des rapports de l'opérateur et sur des expertises des autorités de sûreté nationales. Ces bases ne permettent pas d'évaluer les installations de sûreté en détail, en ce qui concerne par exemple les exigences de qualité ou le respect des contraintes. Certains aspects de base peuvent tout de même être évalués, lorsqu'ils concernent par exemple la mise en œuvre du concept de sûreté échelonné par niveau. Il faudra respecter l'indépendance des différents niveaux de sûreté entre eux, le degré de redondance, la diversité ou l'indépendance de fonctionnement de différents dispositifs à l'intérieur d'un même niveau de sûreté.

Les différentes thématiques prises en compte pour l'étude de la sûreté des installations sont décrites ci-dessous.

## **3.1 État de sûreté des installations nucléaires allemandes**

### **3.1.1 Séisme**

Pour que les centrales allemandes soient en capacité d'affronter un séisme, la RSK a défini le niveau de base avec une probabilité de dépassement de  $10^{-5}/a$ .

Comme le décrit l'opérateur EnBW Kernkraft GmbH pour le site de Neckarwestheim, cela signifie que dans l'installation GKN II, les systèmes suivants sont entre autres nécessaires pour maîtriser le séisme de référence et sont donc positionnés en conséquence (GKN 2011) :

- Alimentation électrique d'urgence D1 (avec système de refroidissement diesel),
- Mise à l'arrêt rapide du réacteur,
- Alimentation en eau des générateurs de vapeur assurée par des pompes de secours,
- Evacuation de la puissance résiduelle des générateurs de vapeur par des vannes de décharge,
- Système de borification supplémentaire,

- Fonctionnement en mode pots-refroidissement
- Arrêt d'urgence assuré par les vannes de décharge,
- Refroidissement de la piscine de désactivation des combustibles,
- Chaîne de refroidissement de sûreté.

Un séisme semblable au séisme de référence entraînera l'arrêt d'urgence du réacteur. La capacité de fonctionnement des pompes n'est ensuite pas garantie, mais il est prévu dans le dimensionnement que l'alimentation en eau des générateurs de vapeur soit assurée par un système d'alimentation d'urgence, réparti sur quatre voies. Pour la maîtrise d'un événement de ce type, il suffit que 2 voies sur 4 fonctionnent.

Les réserves d'eau déminéralisée du système d'alimentation d'urgence suffisent à assurer une autonomie de 10 heures minimum. Ceci est valable pour une alimentation en eau des générateurs de vapeurs avec 2, 3 ou 4 voies. Une évacuation suffisante de la chaleur résiduelle est aussi assurée dans l'hypothèse de perte de l'une des voies suite à une erreur unique, en lien avec la perte d'un autre dispositif suite à une opération de maintenance.

Une fois les réserves d'eau des réservoirs d'urgence épuisées, si l'évacuation de la chaleur résiduelle doit toujours se faire à travers les générateurs de vapeur, il faudrait remplir à nouveau ces réservoirs, sans doute en employant des mesures d'urgence. Lorsqu'une quantité minimum d'eau déminéralisée est atteinte dans les réservoirs d'alimentation de secours, c'est l'arrêt à froid du réacteur qui est prévu par la réglementation. Une fois que l'évacuation de la chaleur passe par le système de refroidissement d'urgence assuré par le groupe électrogène, il n'est plus nécessaire d'alimenter les générateurs de vapeur en eau déminéralisée.

Comme l'alimentation en électricité d'urgence est assurée par le diesel D1 couplé au réseau, il n'est pas nécessaire de faire fonctionner les diesels d'urgence diversifiés pour alimenter les voies d'électricité d'urgence D2.

La chaîne de refroidissement nucléaire repose sur quatre circuits. Si le réacteur est à l'arrêt, la chaleur résiduelle peut donc être évacuée sans le générateur de vapeur, même dans l'hypothèse de la perte d'un dispositif due à une erreur unique, en lien avec la perte d'un autre dispositif suite à une opération de maintenance. Dans le dimensionnement, il est prévu que 2 dispositifs sur 4 suffisent à la maîtrise de l'événement.

La RSK a contrôlé les réserves des centrales en cas de séismes à forts impacts. La définition du niveau 1 prévoit que même en cas d'intensité élevée,

- les fonctions vitales pour le maintien des objectifs de sûreté sont sécurisées,
- des mesures d'urgence efficaces peuvent être mises en œuvre.

Même si les documents fournis ne permettaient pas de constituer des preuves définitives, la RSK a constaté un potentiel de réserves très élevé dans toutes les centrales.

Une question reste ouverte pour la RSK, car les documents ne permettent pas de reconnaître explicitement si toutes les situations ont bien été prises en compte lors d'un arrêt de tranche (par exemple le risque d'inondation du réservoir pendant le rechargement des barres de combustible).



Même dans le cadre du stress test européen, les opérateurs allemands ne se sont pas prononcés sur la fragilité de leurs réserves de dimensionnement en cas de séisme. Il n'est donc pas possible, dans le cadre du stress test, de faire une comparaison explicite avec d'autres centrales nucléaires.

### 3.1.2 Inondation

La RSK a défini pour les centrales allemandes un niveau de base qui assure la sûreté de la centrale pour la crue décennale de référence (tous les 10 000 ans).

La RSK a étudié les réserves des centrales qui permettent d'affronter une inondation de forte intensité. En cas de majoration d'un facteur 1,5 du débit du cours d'eau et de défaillance des barrages, si ces deux événements ont la même origine, la définition du niveau 1 prévoit que

- les fonctions vitales pour le maintien des objectifs de sûreté sont assurées,
- des mesures d'urgence efficaces peuvent être mises en œuvre.

Dans les résultats obtenus, la RSK a constaté un potentiel de réserves significatif dans toutes les centrales, au vu de la crue décennale de référence et en l'état actuel des connaissances scientifiques et techniques.

La RSK a certifié que les centrales nucléaires Emsland et Isar atteignaient même les niveaux de robustesse 3 et 2, et que toutes les centrales encore en activité peuvent atteindre le niveau 1 ou plus, si elles en fournissent les preuves.

Indépendamment de la classification en niveaux de robustesse, la RSK a constaté que certains sites pourraient déjà être inondés avec la crue de référence, mais sans que l'eau ne pénètre dans les bâtiments importants pour la sûreté. Dans ce cas, la RSK recommande aux autorités de surveillance de vérifier, au cours de leurs contrôles réguliers, le maintien de la sûreté en cas d'inondation prolongée.

### 3.1.3 Perte postulée de l'alimentation électrique

La RSK a défini, pour l'alimentation électrique des centrales allemandes, un niveau de base correspondant au dimensionnement et qui impose la disponibilité, sur le site de la centrale, des dispositifs suivants :

- Raccordement au réseau (380 kV)
- Raccordement de réserve (110 kV)
- Approvisionnement par le générateur de la centrale
- Installation de production en mode secours, remplissant les règles KTA 3701 et 3702 (réseau d'urgence D1)

Les règles KTA 3701 et 3702 exigent que

- le degré de redondance de l'installation de secours corresponde à celui des systèmes utilisés en période de fonctionnement normal (aussi en cas d'erreur unique et de maintenance), ainsi que
- une indépendance fonctionnelle qui garantisse les redondances.

Les dispositifs d'alimentation électrique de secours permettent de surmonter une panne et une indisponibilité de l'alimentation externe jusqu'à une durée de 72 heures.

Afin d'assurer la maîtrise du postulat avec les diesels de secours (SBO), les centrales possèdent en outre une alimentation électrique triphasée indépendante et rapidement fonctionnelle (par exemple une alimentation secteur assurée) ou peuvent utiliser les dispositifs d'un réacteur proche. Une situation avec diesels de secours (SBO) durant moins de deux heures est maîtrisable.

La RSK a contrôlé les réserves des centrales en fonction d'un postulat avec diesels de secours (SBO) durant plus de deux heures. La RSK a défini un niveau 1 comme suit :

- un équipement d'urgence supplémentaire, diversifié et avec un degré de redondance (au minimum  $n+1$ ) est disponible pour les installations de sécurité (hors dispositifs d'urgence) ou
- la chaleur résiduelle peut être évacuée durant au moins 10 heures, grâce à la capacité des batteries, à des moyens techniques (pompe d'alimentation à vapeur ou à incendie par exemple), et à des mesures d'urgence qui assureront la transition jusqu'à la réinstallation d'une alimentation électrique suffisante.

La RSK a aussi défini le niveau 2, à un degré plus élevé, comme suit :

- un équipement d'urgence supplémentaire, diversifié et avec un degré de redondance (au minimum  $n+1$ ) est disponible pour les installations de sécurité (hors dispositifs d'urgence) comme dans le niveau 1, et de plus
- le dispositif d'alimentation en mode secouru est conçu pour résister à des accidents rares en provenance de l'extérieur, comme par exemple une chute d'avion.

La RSK a constaté dans ses rapports que toutes les centrales allemandes encore en activité remplissent les critères du niveau 2.

Pour atteindre un niveau dépassant le niveau de base défini par la RSK, les opérateurs des centrales doivent fournir des preuves supplémentaires.

### 3.1.4 Perte du circuit de refroidissement auxiliaire

Le niveau de base de dimensionnement défini par la RSK pour les centrales allemandes prévoit la disponibilité de circuits de refroidissement de secours d'une redondance ( $n+2$ ), afin de garantir une évacuation suffisante de la chaleur en cas d'impacts extérieurs.

La RSK a contrôlé les réserves des centrales dans l'hypothèse d'une perte du circuit secondaire de refroidissement redondant, dans la mesure où un potentiel de défaillance de cause commune (CCF) existe.

Le niveau 1 défini par la RSK stipule qu'avec le soutien de mesures d'urgence, il est possible de maîtriser l'impact.

Les critères pour le niveau 2 sont remplis quand des dispositifs d'urgence supplémentaires et diversifiés (puits de chaleur supplémentaire, composants actifs) et des dispositifs de refroidissement auxiliaires sont redondants ( $n+1$ ).

La RSK a constaté dans ses rapports que toutes les centrales allemandes atteignent le niveau 1. Elle a même attribué le niveau 2 aux centrales encore en fonctionnement dans le Bade-Wurtemberg, Neckarwestheim II (GKN II) et Philippsburg 2 (KKP 2).

Mais la RSK, jugeant les documents fournis insuffisants, a émis des réserves sur l'évaluation du refroidissement des piscines de désactivation et en partie sur les hypothèses de défaillance.

## **3.2 Exigences renforcées en Allemagne depuis Fukushima**

Suite aux événements de Fukushima et aux contrôles de sûreté consécutifs, divers aménagements sont planifiés ou en cours de réalisation dans les centrales nucléaires allemandes. D'autres améliorations concernant les centrales encore en activité ont été formulées dans une note d'information à la Société pour la sûreté des installations et des réacteurs nucléaires (GRS).

Ces exigences de mises à niveau portent en particulier sur l'approvisionnement électrique et en eau de refroidissement.

### **3.2.1.1 Approvisionnement électrique**

Pour renforcer cette l'alimentation de la centrale en électricité, les diesels de secours (SBO) doivent pouvoir maintenir la centrale à l'arrêt dans un état de sous-criticité. Les moyens disponibles sur le site doivent permettre le rejet de la chaleur résiduelle au moins pendant 10 heures et l'évacuation sécurisée du personnel de la centrale.

Pendant ce délai de 10 heures, le rétablissement d'une alimentation triphasée doit être garantie par un groupe électrogène de secours, assez puissant pour mettre le réacteur à l'arrêt et évacuer la chaleur du cœur du réacteur et de la piscine de désactivation. Il peut être nécessaire d'utiliser des dispositifs et d'autres moyens de secours disponibles sur le site.

Deux points d'alimentation éloignés l'un de l'autre sont nécessaires, l'un deux devant rester disponible pour répondre à des impacts hors dimensionnement si nécessaire.

### **3.2.1.2 Alimentation en eau de refroidissement**

Pour renforcer le système de refroidissement de la centrale, un circuit auxiliaire doit se trouver sur le site, complètement indépendant de la source de prélèvement prévue dans le dimensionnement, et d'une capacité suffisante pour garantir l'évacuation de la chaleur et refroidir les systèmes diesel nécessaires. Cette source auxiliaire doit être disponible pour les impacts externes pris en compte dans le dimensionnement de la centrale.

Une autre mesure d'urgence obligatoire concerne la mise à disposition d'une pompe mobile, protégée contre les impacts hors dimensionnement. Cette pompe mobile doit disposer de deux points de raccordement éloignés l'un de l'autre, situés à différentes redondances du circuit de refroidissement intermédiaire. Ceci devrait permettre de refroidir à la fois le cœur du réacteur et la piscine de désactivation.

Pour les réacteurs à eau pressurisée, il faut aussi créer la possibilité d'une injection d'eau borée dans la cuve du réacteur, indépendamment des dispositifs d'urgence.

## 4 Installations techniques essentielles à la sûreté de la centrale de Fessenheim

Ce chapitre présente une vue d'ensemble de la centrale nucléaire de Fessenheim et des installations essentielles pour la sûreté du site. Les données proviennent, sauf mention contraire, des présentations fournies par la société Électricité de France SA (EDF) en 2011. La description porte essentiellement sur les parties du site thématiques dans le stress test européen (séisme, inondation, approvisionnement électrique et en eau de refroidissement). Les documents fournis pour le test européen ne permettent pas de fournir une présentation complète de la centrale, ce qui d'ailleurs n'est pas l'objet de la présente étude.

La centrale nucléaire de Fessenheim comprend deux réacteurs à eau pressurisée, d'une capacité thermique de 2660 MW chacun, soit une puissance électrique de 880 MW<sub>e</sub> pour chaque réacteur. La centrale a été mise en service en mars et juin 1977.

La centrale est construite à environ 26 km au nord-est de Mulhouse, en Alsace. Elle est juxtaposée au Grand Canal d'Alsace (GCA), à 1,5 km du Rhin et de la frontière allemande. Les bâtiments essentiels à la sécurité sont à une altitude de 205,50 m au-dessus du niveau de la mer.

Figure 4.1: Site de Fessenheim (Source : Google Earth, 2012)

Les réacteurs se trouvent dans les deux bâtiments, au centre du site. Les deux piscines de désactivation pour les barres de combustible usagé se situent à l'est des réacteurs. A côté des piscines, les deux réservoirs de stockage PTR pour les circuits d'injection de sécurité RIS (Voir chapitre 4.1.1). Le bâtiment des auxiliaires nucléaires (BAN) est situé entre les deux bâtiments réacteurs, qui l'utilisent en commun. A l'ouest des réacteurs se trouve la salle des machines, longue et en deux parties, qui contient les turbines et l'alternateur. Le bâtiment contenant les dispositifs électriques (BL) est situé entre la salle des machines et les réacteurs. Les réservoirs des systèmes d'alimentation de secours des générateurs de vapeur ASG sont dans des bâtiments séparés. De nombreux autres bâtiments d'exploitation sont aussi construits sur le site.

Les deux bâtiments réacteurs ont une enceinte de confinement composée d'une paroi de béton précontraint, dont la partie interne est étanche. La pression de dimensionnement de l'enceinte est de 5 bars en absolu. Le bâtiment réacteur a une assise de béton, appelée radier, de 1,5 m d'épaisseur.

Les piscines de désactivation du combustible sont situées en dehors du bâtiment réacteur, chacune dans un bâtiment combustible (BK) juxtaposé aux réacteurs, sur le côté est. Les bassins sont conçus pour des barres de combustible d'un taux de combustion maximum de 52 GWd/t et avec une puissance résiduelle maximale de 6,5 MW.

## 4.1 Équipements d'exploitation

Chaque tranche est équipée comme suit, sauf mention contraire.

### 4.1.1 Équipements internes

La centrale dispose d'une station de prise d'eau de refroidissement commune aux circuits de refroidissement primaire et secondaire, situé à l'est du bâtiment réacteur. Le canal d'aménée mesure 100 m de long, 55 m de largeur et 16 m de profondeur. La station de pompage pour l'approvisionnement en eau de la centrale se situe à une altitude de 216,00 m au-dessus du niveau de la mer.

Le système d'eau de refroidissement dispose des réservoirs d'eau déminéralisée conventionnels SER, qui peuvent être utilisées par les deux réacteurs. Chacun des réservoirs a une capacité de 1280 m<sup>3</sup> et n'a pas de qualification sismique.

La centrale possède d'autres sources d'approvisionnement en eau, mais elles ne peuvent pas être utilisées directement pour l'évacuation de la chaleur résiduelle. Il s'agit d'une prise d'eau dans la nappe phréatique, destinée à l'approvisionnement en eau douce et dotée de deux pompes d'une capacité de 100 m<sup>3</sup>/h chacune. Ces pompes se situent à proximité de la salle des machines et n'ont pas de qualification sismique.

Il existe aussi, à environ 1000 m à l'extérieur du site de la centrale, un puits de captage des eaux souterraines qui sert à la fois à l'alimentation en eau potable et au système d'eau déminéralisée, puis borée, du réservoir SER. Ce puits n'a pas non plus de qualification sismique.

L'alimentation secondaire en eau des générateurs de vapeur (ANG) comprend deux pompes pour chaque réacteur.

### 4.1.2 Équipements techniques stratégiques

Chaque réacteur dispose d'un circuit de contrôle chimique et volumétrique (RCV), situé dans le bâtiment des auxiliaires utilisé par les deux réacteurs. Ce circuit consiste principalement en trois pompes destinées à l'injection de sécurité haute pression (ISHP), un réchauffeur intermédiaire, un réservoir de compensation de pression, ainsi que la tuyauterie. Les principales fonctions de sûreté de ce circuit concernent l'injection de bore dans le circuit primaire et l'alimentation en eau froide sous haute pression des pompes de refroidissement du circuit primaire. Privées de cette eau haute pression, les pompes primaires de refroidissement risquent de perdre leur étanchéité, donc d'entraîner une perte du liquide de refroidissement dans tout le circuit primaire. Les pompes d'alimentation à haute pression d'un réacteur peuvent garantir l'alimentation de l'autre réacteur en eau froide sous haute pression. Ce système possède une alimentation électrique de sécurité et une qualification sismique.

L'approvisionnement du circuit de contrôle chimique et volumétrique (RCV) en eau déminéralisée et en acide borique est assurée par le système d'appoint eau et bore (REA), avec respectivement deux pompes. Ce système possède une qualification sismique considérée comme suffisante.

Le refroidissement du réacteur est assuré par le système de refroidissement RIS/RRA. Ce système retire sous basse pression du fluide de refroidissement du circuit primaire, et le renvoie dans le circuit primaire grâce à deux pompes d'injection basse pression à moteur et deux échangeurs de chaleur. Les échangeurs de chaleur permettent d'évacuer la chaleur résiduelle vers le système de refroidissement d'eau intermédiaire RRI, puis vers le circuit de refroidissement complémentaire SEB, qui possède une alimentation électrique de sécurité et une qualification sismique.

Les autres éléments de la chaîne de refroidissement constituent les systèmes sécurisés RRI et SEB. Le système RRI est installé dans le bâtiment auxiliaire et dispose, pour chaque réacteur, de deux fois deux pompes de refroidissement intermédiaires, la chaleur étant transférée au système SEB par deux fois deux échangeurs de chaleur. Dans le système RRI, les températures maximales autorisées après le passage dans l'échangeur de chaleur sont de 55°C. Au-delà de cette température, il faut procéder à un arrêt manuel. Le système SEB fonctionne par gravitation, sans pompe active ni système mécanique. Le système RRI possède une alimentation électrique de sécurité et les deux systèmes, RRI et SEB ont une qualification sismique.

La prise d'eau pour le circuit d'eau brute SEB, située au niveau de la station de prise d'eau de refroidissement, passe par un système de filtres installé dans le circuit d'eau de refroidissement CRF, qui comprend pour chaque réacteur une grille filtrante de 3 m de haut et d'un maillage de 13 cm, un filtre monté en aval et d'un maillage de 6 cm, ainsi que deux tambours filtrants par arrivée d'eau, d'un maillage de 3 mm. Pour des raisons liées à sa construction, la station de prise d'eau a un niveau d'eau toujours situé entre le niveau d'eau minimum et le niveau maximum du circuit d'eau de sûreté. La hauteur des niveaux d'eau et la quantité du flux sont contrôlées.

En cas de perte du liquide de refroidissement, il est possible d'évacuer la chaleur du confinement avec le système d'aspersion dans l'enceinte EAS. Ce système peut conduire du liquide de refroidissement par deux pompes basse pression jusqu'à deux échangeurs de chaleur, qui évacuent la chaleur vers les systèmes RRI et ensuite vers le système SEB. Ce liquide de refroidissement est pompé soit dans le réservoir PTR, soit dans le puisard de recirculation au fond du bâtiment réacteur et aspergé dans le confinement après évacuation de la chaleur résiduelle. Ce système possède une alimentation électrique de sécurité et une qualification sismique.

Le système d'injection de sécurité RIS assure l'approvisionnement du circuit primaire en cas de perte du liquide de refroidissement. Tant que le circuit primaire est sous haute pression, l'approvisionnement est possible par les trois pompes d'injection de sécurité haute pression ISHP du circuit de contrôle chimique et volumétrique RCV. Le système RIS ne dispose pas lui-même de pompes haute pression. Son approvisionnement est pris en charge par un réservoir PTR, contenant 1600 m<sup>3</sup> d'eau borée. De plus, un réservoir d'acide borique concentré est disponible dans une conduite d'alimentation des pompes haute pression, afin de maintenir la sous-criticité.

De surcroît, le système dispose de deux accumulateurs de pression, qui alimentent le circuit primaire quand la pression primaire atteint 40 bars. En cas de basse pression dans le circuit primaire, l'approvisionnement se fait à travers deux pompes basse pression ISBP, capables d'aspirer l'eau des réservoirs PTR et aussi celle du puisard de

recirculation au fond du bâtiment réacteur. Ce système ne possède pas d'échangeur de chaleur, mais une alimentation électrique de sécurité. Sur le plan mécanique, son niveau de qualification sismique est considéré comme suffisant, mais son alimentation électrique ne l'est que partiellement.

Si les pompes haute pression ISHP ne sont pas disponibles, une pompe de test RIS à moteur peut puiser de l'eau borée dans le réservoir PTR et l'injecter dans le circuit primaire, afin d'assurer l'alimentation en eau sous pression des pompes primaires. Il existe une pompe de test commune aux deux réacteurs et elle est en mesure d'alimenter un réacteur en eau sous pression. Son niveau de qualification sismique est considéré comme suffisant.

Les soupapes SEBIM du pressuriseur servent au maintien et à la décharge de la pression. Elles sont tributaires d'une alimentation électrique et d'un contrôle commande.

Le circuit PTR assure le refroidissement des barres de combustible usées dans la piscine de désactivation. Ce circuit comprend deux pompes basse pression à moteur, en charge de transporter le liquide de refroidissement par deux échangeurs de chaleur, afin de transmettre la chaleur au système RRI, puis au système SEB. Ce circuit possède une alimentation électrique de sécurité et une qualification sismique.

Le système d'alimentation de secours des générateurs de vapeur ASG permet, en cas de défaillance du circuit primaire, le redémarrage ou la mise à l'arrêt du réacteur, ainsi que l'évacuation de la chaleur du système secondaire. Ce système comprend deux pompes moteur à eau d'alimentation et une turbopompe alimentée par de la vapeur. Il puise dans les réserves d'eau froide d'un réservoir de secours ASG, mais ce dernier peut être à nouveau rempli grâce aux deux réservoirs SER. Ce processus se réalise passivement grâce aux différences de hauteur. Les réserves en liquide de refroidissement du système SER sont destinées aux deux réacteurs. Pour activer les turbopompes, on utilise le système d'air de régulation SAR ou le turboalternateur de secours LLS, mais elles fonctionnent aussi manuellement. Ce système possède une alimentation électrique de sécurité et une qualification sismique.

La vapeur en provenance du circuit secondaire peut être évacuée par le système VCD-a d'ouverture des vannes à l'atmosphère. Trois vannes sont disponibles dans chaque réacteur. Leur ouverture est automatisée et nécessite le système d'air de régulation SAR. L'alimentation électrique de la commande automatisée de deux des trois vannes peut être assurée par le turboalternateur LLS. Le niveau de qualification sismique du système VCD-a est considéré comme suffisant.

Pour prévenir une pression trop élevée dans le circuit secondaire, trois soupapes de décharge sont disponibles, mais elles ne sont pas prévues pour faire décroître la pression.

Mis à part sa fonction d'alimentation électrique, le système d'air de régulation SAR est un système de secours important. Il fournit de l'air comprimé nécessaire au fonctionnement des soupapes de décharge et de la turbopompe ASG. Le système d'air comprimé dispose de réserves en air comprimé. Seules la tuyauterie et les soupapes in-

dispensables, ainsi que les réserves d'air comprimé, remplissent les critères d'une qualification sismique.

Figure 4.2: Vue d'ensemble des équipements techniques selon EDF (2011)

## 4.2 Système d'alimentation électrique de la centrale

Les dispositifs suivants sont disponibles pour chaque réacteur, sauf mention contraire.

### 4.2.1 Équipements de l'entreprise

Chaque tranche dispose d'un raccordement électrique au réseau de transport extérieur de 400 kV. Les transformateurs principaux (TP) sont installés à l'ouest de la salle des machines. En plus de la consommation interne, des tableaux électriques de 6,6 kV sont alimentés sur plusieurs voies. Les deux réacteurs peuvent aussi échanger de l'électricité entre eux.

En cas de défaillance du réseau principal, un délestage de charge est effectué pour les besoins internes de la centrale et l'alimentation en électricité passe par le transformateur de soutirage (TS).

De plus, chaque réacteur dispose d'un potentiel de raccordement sur le réseau 225 kV. Cette connexion est assurée par le transformateur auxiliaire (TA), situé à l'est du bâtiment réacteur. En plus de ce raccordement de réserve, l'alimentation des voies internes et un soutien mutuel des deux réacteurs est possible. Pour maintenir l'alimentation en électricité, un raccordement supplémentaire est aussi prévu à la centrale hydroélectrique de Fessenheim, proche du site nucléaire.

### 4.2.2 Dispositifs techniques stratégiques

En cas de défaillance des équipements d'exploitation, chaque tranche dispose de deux groupes électrogènes diesel LHG, dont un seul suffit, en cas de panne, pour alimenter en électricité une redondance des installations indispensables pour la sûreté.

Les générateurs diesel se trouvent dans un bâtiment à l'est de la salle des machines. Ils sont alimentés par les systèmes de distribution de courant de secours de 6,6 kV LHA et LHB d'un réacteur, et sont démarrés automatiquement en cas de défaillance du réseau principal ou du réseau de réserve, par la perte de tension sur les voies de sûreté.

Ces groupes électrogènes ont des réserves de diesel pour trois jours, disponibles sur le site de la centrale. Des contrats à niveau national assurent leur réalimentation au-delà de ce délai. Les réserves en huile de lubrification sont suffisantes sur le site pour plus de trois jours et font l'objet de contrats de livraison spécifiques à chaque site.

Les groupes diesel disposent d'une alimentation autonome en liquide de refroidissement, suffisante pour garantir un fonctionnement de plus de 15 jours. Ils sont aussi munis d'une alimentation en air comprimé autonome, avec des réserves suffisantes pour cinq essais de démarrage par groupe électrogène. Ensuite, leur recharge est as-



surée par des générateurs d'air comprimé, qui fonctionnent au diesel. D'après la société EDF, les groupes électrogènes de secours seraient donc en autonomie par rapport au système d'alimentation en air comprimé SAR. Les groupes diesel et les voies de sûreté qui leur correspondent répondent aux critères de qualification sismique.

Parallèlement à ces diesels de secours, les deux réacteurs de Fessenheim disposent en commun d'une turbine à combustion supplémentaire TAC. En cas d'intervention, cette turbine peut être activée manuellement sur les voies de sûreté d'un réacteur. En cas d'accident, elle peut alimenter les installations indispensables pour la sûreté en énergie électrique. Le diesel n'a pas de qualification sismique.

Afin de surmonter une période hors tension jusqu'à la mise en route des groupes électrogènes, et aussi afin d'assurer des fonctions importantes même en cas de perte totale de l'alimentation en courant alternatif, les réacteurs disposent de plusieurs voies de conduction de courant continu et de courant alternatif sécurisé. Celles-ci sont assistées de batteries, attestant chacune une capacité supérieure à 1 heure. Cette capacité se réfère à leur efficacité, parce qu'en cas d'événement grave, la performance réelle des batteries serait moindre et leur temps de décharge pourrait être plus long. Les voies de conduction ont une qualification sismique.

Le site dispose d'un turboalternateur de secours LLS pour les deux réacteurs, qu'il est possible d'activer par la vapeur produite dans le circuit secondaire. Ce turboalternateur est en mesure d'alimenter en courant une sélection d'installations électriques. Il existe une liaison transversale entre les deux réacteurs. Plus spécifiquement, le turboalternateur peut alimenter deux des trois soupapes de décharge de vapeur, la commande de la turbopompe ASG, ainsi que la pompe de test RIS. Le système répond à des critères de qualification sismique.

Figure 4.3: Vue d'ensemble des équipements électrotechniques selon EDF (2011)

### 4.3 Mesures de secours internes

Sur le site sont installés des recombineurs autocatalytiques passifs RAP, pour maintenir l'hydrogène sous contrôle en cas d'accident.

La centrale dispose également d'un dispositif de décompression-filtration U5. Ce dispositif est équipé d'un filtre métallique, chargé de retenir 90% des aérosols. Ce filtre métallique existe en un exemplaire pour chaque réacteur. Deux vannes d'isolement permettent de déclencher la décharge du réservoir de sécurité manuellement. Celles-ci sont situées derrière une protection biologique, à l'extérieur du bâtiment réacteur. Par ailleurs, un filtre à sable commun aux deux réacteurs est fixé dans un conduit situé dans la cheminée de rejet. L'ouverture du dispositif de décompression-filtration est prévue au plus tôt 24 heures après le retour à la pression de dimensionnement de l'enceinte du confinement. La pression de déclenchement est située entre 5 et 6 bars. Le système ne remplit que partiellement les critères de qualification sismique, seuls le filtre métallique et la tuyauterie remplissent ces critères.

Dans le cadre du plan d'urgence interne à la centrale, diverses mesures sont prévues pour affronter la perte de l'alimentation électrique.

Par exemple la reconnexion au réseau externe ou à celui d'un fournisseur externe (centrale hydroélectrique de Fessenheim ou de Vogelgrün), ou le raccordement transversal au groupe électrogène de l'autre réacteur.

#### **4.4 FARN et Noyau dur (Hardened Safety Core)**

Dans le cadre de son évaluation de la robustesse de la centrale de Fessenheim et des autres centrales nucléaires de France, l'opérateur a proposé la création au niveau national d'une Force d'Action Rapide du Nucléaire (FARN), demandée également par l'Autorité de sûreté nucléaire ASN.

Les agents intégrant ce dispositif doivent être en mesure, dans les 24 heures qui suivent un accident nucléaire, d'atteindre tous les sites nucléaires de France et de prendre en main le fonctionnement des centrales, grâce à des dispositifs mobiles et à leur formation spécifique. La mise en place de cette troupe d'intervention doit être terminée jusqu'en 2014, (Voir ENSREG 2012).

L'ASN prescrit par ailleurs que soient installés dans les centrales des dispositifs fixes renforcés, véritables noyaux durs des systèmes de sûreté, qui correspondent au concept du Hardened Safety Core. Aucune décision concrète sur l'ampleur de ces dispositifs ou sur le cahier des charges n'est encore définie.

Quoi qu'il en soit, l'ASN a défini les nouveaux dispositifs à intégrer dans les centrales françaises dans le cadre de ce noyau dur de sûreté, comme suit :

- un générateur diesel supplémentaire (mobile),
- une pompe autonome pour l'alimentation de la piscine de désactivation du combustible, des réservoirs du système de refroidissement de secours ASG et du réservoir PTR. La source d'alimentation doit être disponible toute l'année et provenir
  - soit d'un puits de captage d'une nappe souterraine, soit d'un lac.

Le générateur supplémentaire doit être conçu pour alimenter une voie de sûreté et disposer de la capacité nécessaire pour activer une pompe de secours ASG et une pompe moteur pour alimenter la cuve du réacteur. Sa capacité doit aussi assurer l'alimentation de la vanne d'isolement de l'enceinte du réacteur et l'aération du poste de contrôle, du bâtiment des auxiliaires nucléaires et de la piscine de désactivation. Ces installations doivent être dimensionnées pour résister à des impacts internes et externes hors dimensionnement, qu'il s'agisse d'ailleurs de définir. Ces équipements doivent être disponibles au plus tard en 2018 et en attendant, il est prévu de mettre à disposition des groupes électrogènes pour renforcer l'alimentation par batteries.

## 5 Évaluation du stress test européen de la centrale de Fessenheim

L'analyse des résultats du stress test européen effectué dans la centrale nucléaire de Fessenheim et présentée dans ce chapitre concernent les thématiques suivantes : séisme, inondation, piscine de désactivation des combustibles, alimentation électrique et en eau de refroidissement. Il s'ensuit une présentation globale des points faibles identifiés dans le cadre de cette étude et concernant la sécurité. Ces points faibles ne sont pas directement liés à l'une des thématiques. Les résultats les plus importants pour la centrale de Fessenheim seront résumés dans les dernières pages.

### 5.1 Séisme

#### 5.1.1 Présentation par l'opérateur

##### 5.1.1.1 Principes de dimensionnement

Le dimensionnement sismique des centrales nucléaires françaises se fonde actuellement sur la Règle fondamentale de sûreté RFS 2001-01, qui a remplacé la version antérieure RFS 1.2.c de 1983. Celle-ci exige de mener une évaluation déterministe de l'aléa sismique sur chaque site, en considérant le séisme de référence, et de déterminer les valeurs d'accélération du séisme sur le site.

Il s'agit de définir des zones à risque tectonique et sismique, sur la base de données géologiques, géophysiques et sismiques. Pour chacune de ces zones depuis les dernières 1000 années, on détermine le Séisme Maximal Historiquement Vraisemblable (SMHV). C'est sur cette base que se définit le Séisme Majoré de Sécurité (SMS). Celui-ci est fixé par l'échelle Medvedev-Sponheuer-Karnik (MSK), qui définit (de 1 à XII) l'intensité du SMHV. Pour déterminer les accélérations qui en résultent dans la centrale nucléaire, il faut aussi prendre en compte la magnitude et l'épicentre du tremblement de terre. La magnitude du SMS est celle du SMHV majorée d'une unité, ce qui correspond à 0,5 sur l'échelle de Richter. De toutes façons, pour le dimensionnement de la centrale, l'opérateur devra se conformer aux valeurs d'accélération d'un spectre minimal forfaitaire, comme définies dans la RFS 2001-01. Pour étudier les relations entre les intensités observées historiquement et la magnitude et l'hypocentre correspondants, on utilise des modèles géophysiques définis dans la RFS 2001-01. Un spectre de dimensionnement est défini à partir de la magnitude et de l'hypocentre. La RFS 2001-01 est respectée lorsqu'on utilise une valeur fractile de 50%. Nous ne disposons d'aucune information sur les fractiles réellement prises en compte pour le dimensionnement de la centrale de Fessenheim.

Un seul séisme de référence a été pris comme base pour le dimensionnement de toutes les centrales nucléaires françaises du même palier, qui englobe les conditions sismiques de chacun des sites. Pour la centrale de Fessenheim, il s'agit du spectre EDF (SMD).

La procédure se déroule donc en trois étapes : un séisme historique SMHV est défini, puis un séisme de sécurité plus fort et adapté au site SMS et enfin, un séisme de di-

mensionnement pour la conception réelle des systèmes, des structures et des composants.

### 5.1.1.2 Dimensionnement de la centrale

Les deux tranches de Fessenheim n'ont pas été dimensionnées de la même façon par rapport au séisme de sécurité SMS (indépendamment de cela, c'est le spectre de dimensionnement basé sur celui d'EDF qui a été défini pour les deux réacteurs, lors de la conception de la centrale, voir la présentation ci-dessous). La tranche 1, qui a déjà reçu son troisième contrôle décennal, répond à la règle RFS 2001-01, mais la tranche 2, dont le troisième contrôle décennal n'est pas encore terminé, ne répond qu'à la règle RFS 1.2.c.

Les spectres d'accélération recueillis pour les deux tranches selon le séisme de sécurité SMS sont illustrés comme suit.

Figure 5.1: Spectres d'accélération sur le site de Fessenheim pour le réacteur 1 (à gauche) et pour le réacteur 2 (à droite), selon EDF, 2011

Le séisme historique de référence SMHV du site de Fessenheim se base sur le tremblement de terre de Bâle du 18.10.1356, dont l'intensité épiscopale de IX sur l'échelle MSK se trouvait à 43 km du site nucléaire, avec un hypocentre de 15 km et une magnitude de 6,2. En raison du zonage sismique, un séisme d'une épiscopalité IX à une distance de 30 km du site de Fessenheim a été choisi comme séisme SMHV, ce qui peut conduire pour le MSK à une intensité VIII. L'accélération horizontale maximale qui en résulte pour les fréquences élevées du SMHV est relevée à 0,09 g au niveau du sol, donc à 0,13 g pour celle du SMS.

Pour le dimensionnement des installations de cette centrale nucléaire du palier CPO (réacteur de 900 MW<sub>e</sub>), on a retenu un spectre de dimensionnement SDD supérieur. La société EDF a défini son propre spectre EDF (SMD), aussi valable pour la centrale de Fessenheim, dont l'accélération maximale est fixée à une valeur de 0,2 g et dont la forme couvre le SMS pour les différents sites de type CPO. Les composants d'accélération verticale sont supposés correspondre au 2/3 des composants de l'accélération horizontale.

Figure 5.2: Spectre EDF pour le site de Fessenheim, selon EDF (2011)

Les systèmes stratégiques pour la sûreté nucléaire et les bâtiments les abritant sont conçus pour résister aux charges prévues dans le spectre de dimensionnement et rester en fonctionnement. Les installations suivantes sont particulièrement importantes :

- Les bâtiments réacteurs, les piscines de désactivation, les installations auxiliaires et les bâtiments de contrôle-commande
- Les stations de prise d'eau de refroidissement
- Le système de contrôle chimique et volumétrique RCV

- Le système d'injection d'acide borique et d'eau déminéralisée REA
- Le système de refroidissement RRA
- Le système de refroidissement intermédiaire RRI
- Le circuit de refroidissement complémentaire SEB
- Le système d'aspersion de l'enceinte EAS
- Le système d'injection de sécurité RIS
- Le circuit de refroidissement de la piscine PTR
- Le système d'alimentation de secours ASG
- Les soupapes de décharge VCD-a
- Le réservoir PTR
- Le réservoir d'alimentation de secours ASG
- Le groupe électrogène de secours LHG et les voies de secours sécurisées en cas de panne d'électricité.

La centrale dispose d'un dispositif de contrôle sismique, qui recueille les données et déclenche l'alarme du poste de sécurité en cas d'accélération sismiques supérieures à 0,01 g.

En ce qui concerne la maîtrise d'un séisme, un rapport d'EDF soulève la question des réserves en eau de refroidissement du système ASG (Voir EDF 2011, pages 2-29/68 et 2-52/68). On y apprend qu'un séisme inférieur au SMS occasionnerait déjà la perte de l'alimentation électrique externe. Si un réacteur est en activité au moment du séisme, on doit pouvoir, avant que le système RRA ne se charge de son refroidissement, compter sur le système ASG pour ramener rapidement le circuit primaire à froid et sans pression. Or, la perte présumée de l'alimentation électrique externe et des systèmes d'alimentation sans qualification sismique ne garantit pas le renouvellement des réserves en eau du système ASG. Dans ces conditions, il n'est pas prouvé actuellement que les réserves en eau de secours soient suffisantes pour refroidir le circuit primaire, avant le déclenchement du système de refroidissement RRA. Si les réserves de la source froide secondaire sont épuisées avant d'atteindre les conditions de prise en charge par le système RRA, il n'est plus possible d'évacuer la chaleur résiduelle du cœur du réacteur et le refroidissement de ce dernier n'est plus garanti.

EDF a lancé des recherches pour développer un système de refroidissement plus rapide du circuit primaire, qui permettrait d'atteindre les conditions nécessaires à la prise en charge par le système RRA.

#### 5.1.1.3 Marges de sûreté du dimensionnement sismique

L'opérateur relève différents exemples témoignant de la robustesse sismique du dimensionnement de la centrale. Il s'agit d'une part des marges définies pour le séisme de sécurité SMS, d'autre part de marges prévues à la conception des bâtiments et des systèmes. L'opérateur reprend dans ses résultats des facteurs de sûreté qui montrent quelles accélérations sismiques seraient encore supportables sans générer de dégâts

dans la centrale, en comparaison avec les accélérations admises dans le dimensionnement.

En ce qui concerne la détermination du séisme de sécurité SMS, l'opérateur indique que le plus grand séisme historiquement envisageable sur le site de Fessenheim (Rhin-Sud) n'a qu'une intensité VII sur l'échelle MSK, alors que le SMHV est classé d'intensité VIII sur l'échelle MSK. Le tremblement de terre de Bâle qui a servi de base pour le dimensionnement sismique de la centrale était le plus important jamais observé dans toute la région.

EDF voit encore des marges de sécurité dans le spectre EDF prévu pour le dimensionnement des réacteurs 900 MW<sub>e</sub>. A la différence du spectre SMS pris comme référence pour le site de Fessenheim, le spectre EDF affiche un facteur de sûreté de 1,2 dans la gamme de fréquence pertinente entre 1 et 6 Hz (Voir « Forme spectrale » dans l'illustration suivante).

L'opérateur indique qu'une marge sismique, donc la présence de réserves dans le dimensionnement des systèmes, peut être prouvée à la fois par des analyses déterministes de type Seismic Margin Assessment (SMA) et par les Etudes Probabilistes de Sûreté (EPS). Voir aussi à ce sujet la présentation plus complète du dimensionnement de la centrale nucléaire de Beznau, dans la deuxième partie de cette expertise. Pour la tranche 3 de la centrale de Tricastin de type 900 MW<sub>e</sub>, EDF a mené une analyse SMA qui a prouvé que les réserves de la centrale étaient supérieures aux accélérations de dimensionnement normées à 0,3 g. Selon EDF, les seules analyses de probabilité menées à ce jour ont concerné les réacteurs 1300 MW<sub>e</sub> de la centrale de Saint-Alban. La fréquence d'un impact sismique sur le cœur du réacteur a été fixée pour un ordre de grandeur de 10<sup>-6</sup> par an. Bien que ces analyses soient spécifiques à chaque site, l'opérateur affirme qu'elles sont aussi valables pour le site de Fessenheim. Selon l'ENSREG (2012), l'opérateur a déclaré, pour les résultats de l'analyse probabiliste menée à Saint-Alban, une probabilité de dépassement de 10<sup>-4</sup> par an, par rapport au séisme de dimensionnement du site.

EDF fixe un facteur de sûreté de 1,2 pour la réaction des structures des bâtiments face aux accélérations sismiques du dimensionnement. Selon EDF, cela s'explique par la non prise en compte de la compression du sol par les bâtiments et de l'inertie des bâtiments (Voir « Réponse de la structure » dans l'illustration suivante).

Enfin, vu les marges de sûreté des bâtiments, EDF détermine un facteur 2 de sûreté minimum pour leur réaction sismique quant à la stabilité et à l'inertie (Voir « Critères et méthodes de dimensionnement des SSC » dans l'illustration suivante).

En ce qui concerne les structures, systèmes et composants mécaniques (SSC) comme les pompes, les dispositifs de ventilation ou les générateurs, EDF leur attribue un facteur 2 de sûreté minimum (Voir « Critères et méthodes de dimensionnement des SSC » dans l'illustration suivante). EDF fixe un facteur de sûreté moins élevé pour les grands réservoirs, en particulier pour les réservoir PTR et ASG. Selon EDF, une analyse est actuellement menée sur les marges de dimensionnement de ces réservoirs. En l'état actuel de cette analyse, EDF accorde à ces réservoirs un facteur 1,1 de tenue au séisme (Voir « Critères et méthodes de dimensionnement des SSC » dans l'illustration suivante).

tion suivante). Par contre, les analyses précédentes ont déduit des marges de sûreté très élevées pour la tuyauterie, ce qui explique le facteur 3 de sûreté que lui accorde EDF dans le cadre du stress test européen.

Quant aux composants électriques, EDF attribue un facteur 1,5 de sûreté aux fixations électriques et un facteur 2 pour le câblage, sur la base des analyses SMA et EPS (Voir « Critères et méthodes de dimensionnement des SSC » dans l'illustration suivante).

En lien avec l'évaluation de la centrale de Fessenheim, une équipe internationale d'experts a fait une visite de terrain du 20.06. au 01.07.2011. Ces experts ont inspecté les installations de secours prévues pour assurer le refroidissement du cœur des réacteurs et des piscines de désactivation, en cas de perte totale de l'alimentation électrique. Ils ont donc inspecté l'alimentation d'urgence des générateurs de vapeur par la turbo-pompe du système ASG, l'évacuation de la vapeur par les soupapes de décharge VCD-a, les réserves en eau d'alimentation ASG, les réserves en eau de refroidissement SER, le maintien de l'intégrité du circuit primaire par l'alimentation en eau sous pression des pompes principales grâce à la pompe de test RIS, ainsi que l'alimentation électrique de ces installations par le turboalternateur LLS. Sur la base des résultats de cette inspection, il a été démontré que les composants inspectés et qualifiés sismiquement ont une tenue au séisme pour des accélérations jusqu'à 0,33 g. Dans la catégorie des points faibles, la faible résistance sismique du réservoir SER a été mise en exergue (Voir chapitre 5.2.1).

Selon l'opérateur et au vu des aspects pré-cités, les marges de sûreté sont maintenues dans la centrale nucléaire de Fessenheim, voir l'illustration suivante (EDF 2011).

Figure 5.3: Marges de sûreté définies par l'opérateur EDF pour différentes installations de la centrale de Fessenheim, (EDF, 2011)

Pour la station de prise d'eau de refroidissement et pour les digues, EDF évalue aussi des marges de sûreté jusqu'à des accélérations sismiques de 0,5 g.

Dans l'ensemble, EDF déduit pour la robustesse de la centrale de Fessenheim une marge de sûreté d'un facteur 1,5 minimum, tout en identifiant de nombreux aspects qu'il faudrait encore analyser avant la confirmation exhaustive de ce facteur.

Les installations électriques sans qualification sismique peuvent occasionner de fausses alarmes ou des déclenchements intempestifs et nécessiter une analyse ou une intervention du personnel de la centrale. Pour les installations électriques qualifiées sismiquement, EDF a établi une liste des composants indispensables à la maîtrise de certains événements. L'évaluation de ces composants se base sur ceux qui ont la marge sismique la plus faible, et des mesures doivent être menées pour augmenter la sûreté sismique jusqu'à un facteur représentant au moins 1,5 fois les valeurs d'accélération du SMS.

A Fessenheim, on a utilisé du polystyrène pour colmater les joints inter-bâtiments. Entre-temps, ce matériau n'est plus recommandé pour cette utilisation. Il a été rempla-

cé en grande partie lors de la troisième visite décennale des réacteurs 900 MW<sub>e</sub>, et le polystyrène restant a fait l'objet d'une vérification afin que sa présence n'entraîne pas de conséquences négatives en cas de séisme de valeur SMS. La société EDF examine actuellement à quel niveau ces matériaux pourrait affecter des dispositifs de sûreté nucléaire, en cas d'accélération sismiques supérieures à 1,5 fois le SMS.

Actuellement, EDF ne peut pas garantir par exemple une robustesse d'un facteur de sûreté 1,5 pour le réservoir PTR et a initié des recherches à ce sujet.

Il en va de même pour les réservoirs SER, sans qualification sismique, mais pour lesquels EDF a lancé un programme de recherche. En effet, en cas d'événement hors dimensionnement et de perte totale de l'alimentation électrique, ces réservoirs seront utilisés en complément des réserves du système d'alimentation de secours ASG. Pour le moment, EDF estime que la robustesse de ces réservoirs est suffisante pour des accélérations sismiques de 0,1 g, donc environ 0,77 fois le SMS.

Le périmètre du filtre à sable dans le dispositif de décompression-filtration U5 du réservoir de sûreté n'a pas, lui non plus, de qualification sismique. EDF a aussi initié des recherches afin de vérifier la capacité de fonctionnement de ce dispositif en cas de séisme.

Le Bloc de Sécurité (BDS) n'est pas dimensionné pour résister à un séisme. Ce bâtiment avait déjà fait l'objet d'une analyse sismique suite à l'accident de Kashiwasaki-Kariwa. EDF propose de faire une étude complète sur la fonctionnalité de ce bâtiment, mais n'a pas encore déterminé le niveau de sûreté, supérieur au SMS, qui sera pris en compte.

EDF constate que la maîtrise du dimensionnement sismique n'a pas permis, jusqu'à présent, l'installation de structures mobiles supplémentaires sur le site de la centrale. Dans un cadre plus général, EDF étudie l'acquisition et la mise en service de dispositifs mobiles pour différentes opérations.

### 5.1.2 Évaluation de l'Autorité de surveillance

L'Autorité de sûreté nucléaire ASN confirme que le dimensionnement sismique actuel des centrales nucléaires françaises exclut la possibilité d'un effet falaise, dans le cas d'un séisme dépassant de peu les impacts prévus à la conception.

La base de dimensionnement des centrales de type CP0 et CPY correspond au spectre EDF, mais des spectres plus modernes ont été développés pour les centrales plus récentes de type P4, P'4, N4 et EPR. L'ASN confirme le dimensionnement de la centrale de Fessenheim selon le spectre EDF, sauf pour le bâtiment contenant les dispositifs électriques. L'ASN constate également que le dimensionnement des bâtiments hors de l'îlot nucléaire, comme par exemple la station de pompage du système de refroidissement, ne correspond pas au spectre de dimensionnement générique, mais au spectre du SMS spécifique au site de Fessenheim.

L'ASN demande en particulier à EDF d'analyser la robustesse de la station de pompage en eau de refroidissement et celle du bâtiment contenant les installations électriques.



L'ASN constate que même après l'introduction de nouveaux critères dans la Règle fondamentale de sûreté RFS 2001-01, le séisme majoré de sécurité (SMS) est garanti par le séisme de dimensionnement précédent pour le site de Fessenheim. Pourtant, de nouvelles découvertes en paléosismologie et des modifications dans les bases de calculs dans le cadre de la troisième visite décennale ont souligné le besoin de revoir les exigences parasismiques. L'ASN confirme que les installations nucléaires françaises respectent les exigences actuelles de la réglementation sur le dimensionnement sismique, à condition que les impératifs de mise à niveau identifiés dans le cadre des contrôles réguliers soient mis en œuvre.

L'ASN souligne aussi que lors des contrôles des installations qualifiées sismiquement, la tenue sismique de ces installations diverge souvent de l'état exigé dans le dimensionnement. L'ASN relève aussi que les réserves pour le système d'eau alimentaire de secours ASG ne sont toujours pas garanties, alors qu'elles sont indispensables pour une mise à l'arrêt de la centrale en cas de perte de l'alimentation externe. L'ASN va donc instaurer un contrôle régulateur plus strict de la gestion des écarts entre l'état réel et celui exigé par le dimensionnement, surtout au vu des conséquences que peuvent avoir sur la centrale des écarts relevés indépendamment les uns des autres mais au même moment.

Pour le contrôle sismique de la centrale, l'ASN demande à EDF de vérifier l'application de la RFS 1.3.b, qui précise les dispositifs de mesures sismiques dans les centrales nucléaires françaises et comment l'opérateur est sommé d'y réagir. L'ASN demande également à EDF d'analyser les avantages et les inconvénients d'une mise à l'arrêt automatique du réacteur en cas d'événement sismique.

Quant aux réserves de sûreté pour faire face aux conséquences d'un séisme, l'ASN note d'abord qu'EDF n'a détecté aucun séisme qui nécessiterait le déclenchement des fonctions de sûreté. L'ASN admet certes la procédure de l'opérateur pour certifier la présence de marges de sûreté, mais elle pointe que les réserves présentées jusqu'à présent n'ont pas de qualification sismique suffisante. Dans le dimensionnement de la centrale, EDF a par exemple inclus des réserves qui y avaient été introduites dans une hypothèse conservatrice, afin d'aplanir des incertitudes de dimensionnement. L'ASN constate aussi que les courts délais impartis n'ont pas permis d'entreprendre une analyse exhaustive des points faibles potentiels et demande à EDF de compléter son analyse sur les marges de sûreté.

Les nouvelles exigences pour les centrales nucléaires françaises concernent le dimensionnement des systèmes de protection contre l'incendie. Jusqu'à présent, même s'ils sont classés indispensables pour maîtriser des incendies consécutifs à un impact sismique, ces systèmes de protection ne correspondent qu'à la moitié de l'intensité prévue dans les critères du SMS et ne sont pas alimentés par des dispositifs électriques de qualification sismique.

Les systèmes d'approvisionnement en hydrogène ne sont pas non plus adaptés au SSE (Safe Shutdown Earthquake). Une mise à niveau de ces systèmes étant prévue

pour les installations de type 900 MW<sub>e</sub> entre 2009 et 2019, l'ASN a conseillé à l'opérateur d'accélérer cette opération.

Pour la centrale de Fessenheim, mais aussi pour deux autres sites nucléaires, l'ASN demande des preuves de la tenue au séisme des digues du site, ainsi qu'une analyse des conséquences possibles en cas de rupture de ces digues.

L'ASN prescrit un renforcement de la robustesse des installations, dans le cadre de la mise en place du noyau dur. Les installations concernées devront garantir la sûreté de la centrale en cas d'impacts externes classés actuellement hors dimensionnement, et en cas d'une superposition d'événements, même jugée improbable. Ce dispositif doit permettre également d'améliorer la robustesse des installations d'alimentation électriques (Voir chapitre 4.4).

### 5.1.3 Avis

Dans le cadre de cette étude, l'évaluation se base sur l'échelle d'évaluation présentée dans le chapitre 3.1.1.

#### 5.1.3.1 Dimensionnement actuel de la centrale

Le dimensionnement de la centrale nucléaire de Fessenheim a été conçu à partir de critères déterministes. Aucune analyse probabiliste des séismes n'est disponible à ce jour pour le site de Fessenheim. En Allemagne, des analyses probabilistes doivent être effectuées dans toutes les centrales nucléaires afin de déterminer d'éventuels impacts sismiques et le séisme de référence. Déjà dans le cadre de l'Evaluation par les pairs (peer review), la Communauté européenne avait conseillé à l'ASN d'intégrer des analyses probabilistes dans les nouveaux contrôles sismiques prévus pour les réacteurs existants.

La probabilité de dépassement du SMHV d'un point de vue déterministe représente  $10^{-3}$  par an, et l'intensité du SMS est fixée à un niveau d'intensité supérieure. Pour convertir ces mesures d'intensité en accélérations sismiques, il existe plusieurs corrélations empiriques. Celles-ci conduisent à des résultats plus ou moins différenciés (Voir à ce sujet la discussion plus spécifique reprise dans la partie 2 de ce rapport, sur le dimensionnement sismique de la centrale suisse de Beznau). Selon l'ASN, une augmentation de l'intensité d'un degré sur l'échelle MSK correspond environ à un doublement des paramètres d'accélération (Voir ASN, 2011, page 25). A ce jour, il n'existe pas de données spécifiques au site sur la relation entre l'intensité et la probabilité de dépassement d'un séisme. Pour la centrale de Saint-Alban, où a été menée une analyse sismique probabiliste, l'exploitant indique une probabilité de dépassement du séisme de dimensionnement d'environ  $10^{-4}$  par an (ENSREG, 2012, page 7). Les valeurs d'accélérations déterminées pour la centrale de Saint-Alban, soit 0,06 g pour le SMHV, 0,08 g pour le SMS et 0,15 g pour le séisme de dimensionnement, mettent en évidence des facteurs de sûreté comparables à ceux de la centrale de Fessenheim. Dans ce contexte, nous supposons que le dimensionnement de la centrale de Fessenheim correspond environ à un séisme d'une probabilité de dépassement de  $10^{-4}$  par an.

Ceci n'est pas conforme aux critères du niveau de base défini par la RSK pour les centrales allemandes suite à la dernière version de la KTA 2201.1, qui exige un dimensionnement sismique avec une probabilité de dépassement de  $10^{-5}$  par an.

Au sujet du dimensionnement sismique de la centrale de Fessenheim, il n'est précisé nulle part si de nouvelles avancées scientifiques en sismologie, telles que celles développées dans le programme suisse Pegasos, ont été prises en compte (Voir à ce sujet la présentation du dimensionnement sismique de la centrale de Beznau, dans la deuxième partie de cette expertise).

Une comparaison entre Fessenheim et les centrales allemandes est pleinement justifiée lorsqu'il s'agit de déterminer quels sont les bâtiments et les installations techniques importants pour la gestion d'un séisme. En effet, les fonctions de sûreté *Maintien de la sous-criticité*, *Evacuation de la puissance résiduelle de désintégration* et *Confinement des substances radioactives* sont assurées. Les différences concernent le degré de redondance existant et l'indépendance fonctionnelle de chaque redondance des installations liées à la sûreté.

A Fessenheim par exemple, l'alimentation électrique de secours n'admet qu'une défaillance unique (n+1) et ne permet pas une maintenance simultanée, comme c'est le cas dans les centrales allemandes, dont l'alimentation diesel D1 possède un degré de redondance (n+2) (Voir chapitre 5.4.3). La faible redondance d'autres fonctions importantes pour la sûreté, comme le maintien de l'évacuation de la chaleur dans le circuit secondaire par les générateurs de vapeur et le système d'alimentation de secours d'une redondance (n+2), est en partie compensée par un circuit de contournement vapeur diversifié, disponible aussi en cas de perte de l'alimentation de secours. Cependant, il n'existe aucune redondance supplémentaire pour l'alimentation électrique du circuit de refroidissement intermédiaire RRI. Or, les normes de dimensionnement exigent que ce circuit RRI assure notamment le refroidissement du réacteur à l'arrêt, ainsi que le refroidissement à long terme des composants d'installations techniques importantes pour la sûreté.

Les fonctions du circuit secondaire d'évacuation de la chaleur par le système ASG et les fonctions de baisse de pression du circuit primaire, ainsi que les fonctions d'injection d'eau borée et d'ajout de liquide de refroidissement par le système de contrôle chimique et volumétrique RCV sont toutes redondantes (n+2). Cependant, chaque dispositif de ces systèmes extrêmement importants n'a accès qu'à un seul réservoir, ASG ou PTR selon le cas. Avec une utilisation partielle de la même tuyauterie, leurs composants passifs sont donc maillés, ce qui n'assure pas une indépendance totale de ces redondances.

Selon l'opérateur et selon l'Autorité de sûreté, il n'est d'ailleurs pas prouvé que pour certains effets induits, même les capacités du séisme de dimensionnement soient suffisantes pour permettre au système secondaire ASG d'assurer le refroidissement de la centrale jusqu'à l'entrée en service du dispositif d'urgence RRA. Si les réserves du circuit secondaire en liquide de refroidissement sont épuisées avant d'atteindre les conditions nécessaires à la prise en charge par le système RRA, il n'existe plus aucun

moyen d'évacuer la chaleur du cœur du réacteur. Le refroidissement du cœur du réacteur n'est plus garanti. L'ASN étudie déjà cette hypothèse dans le cadre de ses activités de contrôle.

Par ailleurs, l'ASN confirme que les centrales françaises sont conformes aux exigences de dimensionnement, mais seulement à la condition que la mise à niveau demandée dans le cadre des contrôles périodiques soit effective. Or, nous ne disposons pas, pour la centrale de Fessenheim, d'informations sur l'état des réalisations exigées suite aux contrôles périodiques.

Dans ce contexte comparatif avec les centrales allemandes, au vu de la probabilité d'un dépassement du séisme de dimensionnement à Fessenheim, au vu des différences dans le degré de redondance et au vu de l'indépendance fonctionnelle des installations prévues pour affronter un séisme, nous affirmons que le dimensionnement sismique de la centrale de Fessenheim ne correspond pas aux critères définis par la RSK pour le niveau de base.

#### 5.1.3.2 Marges supplémentaires

L'opérateur constate des réserves pour la maîtrise d'un séisme hors dimensionnement à hauteur d'un facteur 1,5 minimum.

L'ASN approuve la démarche globale de l'opérateur pour l'analyse des marges de sûreté, mais elle constate l'insuffisance des réserves attestées actuellement par l'opérateur. Par ailleurs, l'opérateur présente en tant que réserves supplémentaires des réserves déjà prévues dans le cadre du dimensionnement pour répondre à des incertitudes existantes. De plus, l'opérateur a déjà identifié lui-même une série de points non résolus, qui peuvent remettre en question les réserves qu'il présente.

En comparaison, la RSK a déterminé, pour toutes les centrales nucléaires allemandes, un potentiel de réserves pour chaque niveau d'intensité, même si dans la pratique, les documents mis à disposition ne permettent pas de vérification définitive. Comme il a été mentionné dans un chapitre précédent, des réserves à un certain niveau d'intensité correspondent environ à un facteur 2 d'accélération sismique.

Même si cette étude part du postulat que les réserves des centrales allemandes et de la centrale de Fessenheim sont comparables, les réserves présentées par l'opérateur de la centrale de Fessenheim restent inférieures à celles exigées à chaque niveau d'intensité pour atteindre le niveau 1 de robustesse défini par la RSK.

Les réserves présentées pour la centrale de Fessenheim ne remplissent donc pas les critères du niveau 1 de la RSK. Dans l'hypothèse que le potentiel de robustesse défini par la RSK pour les centrales allemandes par niveau d'intensité sismique puisse être prouvé, les réserves mentionnées pour la centrale de Fessenheim sont nettement inférieures à celles des centrales allemandes.

En particulier pour les réservoirs PTR et ASG qui sont d'une importance capitale, l'opérateur ne présente que de faibles marges de sécurité. Pour le réservoir PTR, l'opérateur ne peut même pas garantir le facteur global 1,5. Etant donné qu'une défaillance de ce réservoir entraînerait la perte d'autres fonctions de sûreté indispensables à la ges-

tion d'un séisme, il n'est pas possible d'attribuer le facteur de sûreté 1,5 à la centrale de Fessenheim.

Dans ce contexte, la non-qualification sismique des réservoirs d'eau de refroidissement SER est également préjudiciable. Ces réservoirs peuvent servir au réapprovisionnement du réservoir d'urgence ASG, mais l'opérateur ne leur certifie qu'une tenue sismique représentant 0,77 fois l'intensité du SMS. Ils ne peuvent même plus être crédités comme réserves pour le séisme de dimensionnement.

L'alimentation électrique de secours diversifiée, installée dans la centrale de Fessenheim en tant que réserve comme prévu par le dimensionnement, est raccordée à une turbine à gaz de combustion TAC, de redondance unique. Cette turbine n'a pas de qualification sismique et ne peut donc pas être créditée comme une réserve pour le séisme de dimensionnement. En comparaison, dans les centrales allemandes, le groupe diesel de secours couplé au réseau D2 est aux normes sismiques et disponible en réserve avec un degré de redondance (n+2), dans le cadre du dimensionnement.

Afin d'augmenter la robustesse de la centrale de Fessenheim, l'opérateur a proposé une série de mesures qui ont été en partie reformulées par l'ASN en tant que nouvelles exigences. L'installation des dispositifs fixes renforcés du noyau dur (Voir chapitre 4.4), permettrait à la centrale de Fessenheim de disposer, sous la forme d'un groupe électrogène mobile, d'une redondance nécessaire en cas d'impacts sismiques hors dimensionnement, afin d'alimenter les dispositifs consommateurs d'électricité indispensables à la sûreté. Par ailleurs, l'installation d'une pompe autonome supplémentaire permettrait de compléter les réserves ASG et le réservoir PTR. Les documents fournis ne permettent pas d'affirmer clairement le niveau d'indépendance du noyau dur par rapport aux réservoirs uniques ASG et PTR, ou par rapport aux systèmes d'injection alimentés par ces réservoirs (système d'alimentation de secours, système d'injection dans le circuit primaire). Il n'est pas clair non plus si ces réservoirs et systèmes doivent être conçus de façon à supporter des impacts hors dimensionnement, qu'il reste à définir. Pour obtenir un tel niveau de robustesse, il faudrait redimensionner à la hausse non seulement les dispositifs du noyau dur, mais aussi toutes les installations annexes (groupes électrogènes mobiles et pompes autonomes), ainsi que tous les systèmes alimentés par ces dispositifs supplémentaires (réservoirs d'alimentation de secours, réservoir PTR, pompes et tuyauterie du système de secours et des systèmes d'alimentation primaire).

## **5.2 Inondation**

### **5.2.1 Présentation par l'opérateur**

#### **5.2.1.1 Critères de base**

Le dimensionnement des centrales nucléaires françaises face au risque d'inondation est fixé dans la Règle fondamentale de sûreté RFS 1.2.e de 1984. Lorsqu'une centrale nucléaire est construite près d'un cours d'eau, il faut considérer à la fois le risque d'inondation dû à une crue et celui dû à la rupture d'une digue.

La RFS 1.2.e définit la crue maximale, appelée Cote Majorée de Sécurité (CMS), par le niveau d'eau le plus élevé qui résulte de la crue millénale de référence. Cette crue millénale a une fiabilité statistique de 70 %, à laquelle on ajoute un indice de sûreté complémentaire de 15 % sur le débit d'eau lorsqu'il s'agit d'une Crue fluviale (CF) ou d'une Rupture de Barrage (REB), en cas de défaillance d'un bief en amont, combiné avec une crue centennale.

Depuis l'inondation de la centrale du Blayais en 1999, de nouveaux impacts sont pris en compte : vents violents sur des niveaux d'eau en crue (Influence du Vent, IVF), Remontée de la Nappe Phréatique (NP), défaillance des digues (Dégradation d'un Ouvrage de Canalisation, DOC), Pluies de Forte Intensité (PFI) et Pluies Régulières et Continues (PRC), Rupture de Circuits et d'Equipements (RCE), ainsi que l'apparition d'un raz-de-marée ou d'un tsunami (Intumescence, INT).

Lorsqu'il y a interférence entre ces différents phénomènes, EDF vérifie s'ils ont une relation entre eux et si leur apparition simultanée résulte d'observations probabilistes. En l'absence de réglementation sur la quantification de ces probabilités en cas d'interférence entre les événements, EDF vérifie surtout si des conséquences prévisibles de l'événement peuvent présenter un risque pour la sûreté de la centrale.

Pour prendre en compte l'influence des vents violents IVF, on combine la hauteur de la vague due à un vent violent d'une crue millénale et une vitesse de vent centennal. La montée possible du niveau de la nappe phréatique NP est surtout examinée dans les conditions de crue maximale CMS spécifiques à chaque site. Une défaillance des digues DOC est vérifiée à la fois en cas d'impact sismique et en cas d'explosion, par exemple suite à la dissémination de marchandises explosives transportées par bateaux. La dégradation des digues est aussi étudiée en considérant par exemple l'affouillement des rives. Pour l'étude des pluies de fortes intensités PFI, on se base sur une pluie centennale, combinée au débit moyen du fleuve. Pour déterminer l'aléa Pluies continues PRC, les précipitations relevées sur 24 heures dans une pluie centennale sont combinées avec un niveau de crue centennal. En ce qui concerne l'inondation interne avec rupture de circuits RCE, il faut prendre en compte une défaillance de la tuyauterie de refroidissement dans la salle des machines de la centrale. L'apparition d'une Intumescence INT est possible par exemple sur le site de Fessenheim, en cas de défaillance des pompes de refroidissement ou de fermeture abrupte de certaines voies dans la centrale hydroélectrique.

Il faut aussi considérer des inondations possibles suite à un séisme, en se basant sur les conséquences du séisme de sécurité SMS (Voir chapitre 5.1.1.1).

#### 5.2.1.2 Niveau d'inondation à considérer pour la centrale de Fessenheim

La centrale de Fessenheim a été construite avant l'entrée en vigueur de la règle RFS 1.2.e. La plate-forme de construction des réacteurs et des bâtiments importants se situe à une altitude de 205,5 m au-dessus du niveau de la mer.

La hauteur du niveau d'eau dans le Grand Canal d'Alsace (GCA) est déterminée par la répartition des débits du Rhin à Kembs. Une partie de l'eau du Rhin est déviée vers le

Grand Canal d'Alsace, une autre partie dans le lit du Rhin. Selon le débit d'étiage du Rhin, entre 1200 et 1460 m<sup>3</sup>/s sont déviés vers le Grand Canal d'Alsace.

En 2001 et selon les hypothèses de la RFS 1.2.e, le débit d'étiage du Rhin pour la crue maximale a été fixé à 9090 m<sup>3</sup>/s. Dans ce contexte, la crue maximale CMS attendue autour de la centrale atteindrait 206,26 m au-dessus du niveau de la mer, si une grande quantité d'eau se libérait du Grand Canal d'Alsace au niveau de Ottmarsheim. Cette CMS resterait pourtant à l'extérieur de la digue de protection de la centrale. La CMS la plus élevée dans le canal d'amenée se situe au niveau de la station de pompage, à 215,89 m au-dessus du niveau de la mer.

Si une défaillance se produit sur des barrages en amont du Rhin, il est improbable que le niveau de l'eau soit plus élevé à hauteur de la centrale.

Pour prévenir le cas d'un impact combiné entre une crue et des vents violents IVF, le niveau d'eau du canal d'amenée a été limité à 216,09 m au-dessus du niveau de la mer. Selon l'opérateur, une remontée de la nappe phréatique NP, combinée à un phénomène de crue, élève le niveau de la nappe phréatique jusqu'à 205,5 m sur le site de la centrale. L'aléa de référence avec fortes pluies PFI entraîne, après 10 minutes, des précipitations de 2,70 mm par minute. Pour l'aléa avec pluies continues PRC, des précipitations de 150 mm sont observées sur 24 heures. Dans le cas d'une Intumescence INT, l'opérateur estime le niveau d'eau maximum en amont de la centrale hydroélectrique à 216,81 m au-dessus du niveau de la mer. L'aléa concernant la rupture d'un dispositif dans le système de refroidissement de la salle des machines RCE, si l'on considère un débit de 47,5 m<sup>3</sup>/s pour deux pompes de refroidissement CRF et un délai de 70 s jusqu'à la fermeture des conduits, peut libérer une quantité d'eau de 5110 m<sup>3</sup>, qui se déverse dans la salle des machines.

Suite à un événement sismique, on suppose une défaillance dans les réservoirs du site qui ne sont pas qualifiés sismiquement. Cela peut entraîner un déversement allant jusqu'à 5060 m<sup>3</sup> d'eau sur le site. On considère pour cet aléa que tous les stocks des réservoirs dispersés sur le site et la moitié des réservoirs regroupés seront vidés.

L'opérateur considère qu'en cas d'aléa sismique, la perméabilité des digues n'est pas exclue. Dans le scénario le plus critique qu'il envisage, un volume d'eau de 7,1 m<sup>3</sup>/s se libère sur une longueur de digue de 7 km.

### 5.2.1.3 Protection des installations de sûreté

Parmi les dispositifs de sûreté nucléaire stratégiques et qui doivent être disponibles en cas d'inondation, l'opérateur retient surtout les suivants :

- Groupe électrogène LHG,
- Soupapes de décharge VCD-a,
- Alimentation de secours des générateurs de vapeur ASG,
- Réservoir SER (en complément des réserves en eau de refroidissement ASG),
- Système de contrôle chimique et volumétrique RCV,
- Réservoir d'eau borée PTR,

- Circuit de refroidissement à l'arrêt RRA,
- Chaîne de refroidissement RRI et SEB,
- Système de filtres dans le circuit de refroidissement CRF,
- Circuit de refroidissement du combustible PTR,
- Système d'injection de sécurité RIS,
- Système de refroidissement du confinement EAS,
- Système de protection incendie JPI avec approvisionnement possible dans les piscines de désactivation.

L'opérateur envisage la protection de ces installations, tout d'abord pour les crues CMS mentionnées dans la RFS 1.2.e. Il classe ensuite les impacts possibles des événements à prendre aussi en considération.

Aux alentours du site de Fessenheim, la CMS est prévue à un niveau d'eau de 206,26 m, donc plus haut que la dalle des bâtiments qui se trouve à 205,5 m au-dessus du niveau de la mer. C'est pour cela que le site de Fessenheim est protégé au sud et à l'est par un talus de protection supplémentaire, la hauteur totale atteignant 206,75 m. Cette construction est prévue pour empêcher une pénétration d'eau sur le site de la centrale. Toutefois, si de l'eau venait à s'infiltrer suite à une perte d'étanchéité, le système de pompage automatique des eaux pluviales SEO l'évacuerait du site nucléaire. Une inondation ne devrait donc pas avoir de conséquences sur le site de la centrale.

En ce qui concerne le circuit de refroidissement, l'opérateur constate qu'en cas de CMS, le système de refroidissement complémentaire SEB ne dispose pas de composants actifs qui pourraient se détériorer en cas d'inondation. La seule défaillance pourrait venir, selon l'opérateur, du système de pompage pour le nettoyage des filtres, dans le circuit d'eau de refroidissement CRF. A partir d'un niveau d'eau de 215,95 m dans le Grand Canal d'Alsace, ces pompes risquent d'être inondées, mais ce n'est pas le cas si le niveau de la CMS se maintient à 215,89 m. Cependant, les canalisations d'eaux usées du système de nettoyage des filtres, situées à 215,05 m et à 215,11 m, subiront l'inondation et ne seraient donc pas opérationnelles temporairement. Un tel niveau d'eau nécessiterait donc la mise à l'arrêt des pompes de refroidissement du système CRF, qui ont un débit de 20 m<sup>3</sup>/s. La prise d'eau se réduit ainsi aux quantités nécessaires pour le circuit secondaire, environ 1,3 m<sup>3</sup>/s. Un contrôle accru des systèmes de filtrage sera alors déclenché. Selon l'opérateur, du fait de la surface importante où se répandra l'eau d'écoulement, l'approvisionnement en eau du circuit secondaire pourra être assuré même en cas de perte provisoire du système de nettoyage des filtres et de mise à l'arrêt des pompes de refroidissement, car les besoins en eau seront alors réduits.

Au vu des événements qu'il faut maintenant aussi prendre en compte, l'opérateur constate que le bâtiment et ses installations stratégiques sont protégés par d'autres dispositifs contre la pénétration de l'eau (protection volumétrique PV). La hauteur de protection qu'il indique pour le bâtiment est de 205,70 m.

Contre l'aléa avec vents violents IVF, un talus de protection supplémentaire a été construit en 2005 sur la digue du Grand Canal du Rhin, dont la cote atteint jusqu'à



216,70 m. La possibilité d'une inondation du site en cas d'aléa IVF est donc rejetée par l'opérateur.

En cas d'une brusque remontée de la nappe phréatique jusqu'à 205,50 m, l'aléa NP n'entraînera pas, selon l'opérateur, l'inondation des bâtiments abritant les dispositifs de sûreté majeurs, en raison des mesures de protection assurées par les systèmes PV et SEO. Seules les caves du bâtiment électrique BL peuvent être inondées, mais l'opérateur exclue des conséquences sur la sûreté de la centrale, vu que les dispositifs de sûreté nucléaire ne se trouvent pas dans ces salles.

L'aléa de la vague INT, celui des fortes pluies PFI ou des pluies continues PRC n'entraînent pas, selon l'opérateur, une inondation du site qui mettrait en danger des éléments importants pour la sûreté. L'aléa RCE, qui correspond à la rupture d'une conduite du circuit de refroidissement, entraîne l'arrêt automatique de ce système et ne libérera que de faibles quantités d'eau, ce qui ne présente pas de risque pour les installations stratégiques.

Si un aléa sismique entraîne une perte d'étanchéité des digues, la quantité d'eau libérée n'atteint pas, aux alentours de la centrale, le niveau d'eau défini pour la CMS. Les conséquences d'une telle arrivée d'eau sont maîtrisées par le talus de la digue déjà mentionné.

Si l'aléa sismique endommage des réservoirs sur le site, les volumes d'eau alors déversés feraient monter le niveau d'eau au maximum à 205,51 m au-dessus du niveau de la mer, donc avec une faible infiltration dans les bâtiments. Le risque pour les installations relevant de la sûreté nucléaire est donc exclu, selon l'opérateur.

#### 5.2.1.4 Conséquences potentielles des scénarios d'inondation

Après avoir exclu l'éventualité d'une inondation du site en raison des mesures de protection, l'opérateur analyse les conséquences d'un Manque de tension externe (MDTE), avec isolement du site et perte de l'alimentation électrique externe.

En cas de crue, l'opérateur mentionne d'abord le système de surveillance et les différents niveaux d'alarmes. Une situation de crue avec des conséquences sur la centrale est prévisible au moins 24 h en amont. Dès la phase de préalarme, des mesures préventives entrent en action, avec les dispositifs fixes et mobiles nécessaires, dont l'étanchéification des bâtiments et des digues.

Pour pallier à la perte de l'alimentation électrique MDTE, l'opérateur analyse le maintien des transformateurs principaux et de réserve de la centrale, ainsi que les stations de distribution *Muhlbach* du réseau 400 kV à 205,3 m et *Centrale hydroélectrique Fessenheim* du réseau 225 kV à 203,97 m au-dessus du niveau de la mer. Les conditions d'une CMS amèneraient le niveau d'eau à 205,85 m pour une durée de 4 jours sur le site de *Muhlbach*, et à 204,24 m pour une durée de 1 jour sur le site *Centrale hydroélectrique Fessenheim*. Pendant le laps de temps où l'opérateur ne peut pas se raccorder au réseau par la station de distribution *Muhlbach*, il faut enclencher des dispositifs de protection dans la station de distribution *Centrale hydroélectrique Fessenheim*, afin d'empêcher la perte du raccordement au réseau à un niveau d'eau de 204,30 m, dans

le contexte du scénario CMS. L'opérateur explique que le plan d'urgence en situation de crue prévoit la mise à l'arrêt de la centrale nucléaire de Fessenheim et pour l'alimentation électrique, le passage du réseau 400 kV au réseau de réserve 225 kV.

L'opérateur analyse également la disponibilité de son transformateur de soutirage interne TS situé à 205,60 m, ainsi que du transformateur auxiliaire TA situé à 205,50 m au-dessus du niveau de la mer. L'opérateur préconise que seul un niveau d'eau de 0,2 m au-dessus du site mettrait ces deux transformateurs hors service. Même si le transformateur TS n'est pas directement affecté par les conditions de la CMS, l'opérateur constate que les voies qu'il alimente se trouvent dans les caves du bâtiment BAS, qui seront inondées en cas de Remontée de la nappe phréatique NP, liée à la CMS. Selon l'opérateur, les conditions d'une CMS ne permettent pas de disposer d'un raccordement au réseau électrique ou au réseau de distribution interne.

Le transformateur auxiliaire TA et les voies qu'il alimente sont considérés comme étant disponibles. L'opérateur n'envisage donc pas de perte de la totalité de l'alimentation électrique externe de la centrale de Fessenheim, dans les circonstances prises en compte par la CMS.

En cas de crue millénale, l'opérateur part du principe que le site de la centrale pourrait resté isolé de l'extérieur durant 4,5 jours, en cas de crue millénale ou d'une défaillance partielle des digues du Grand Canal d'Alsace à cause d'un séisme. L'opérateur affirme qu'avec un temps de préparation de 24 heures, la centrale peut être mise sous isolement, et supporter cet état pour une durée de 4,5 jours. L'isolement de la centrale entraîne la perte des possibilités de communication avec l'extérieur. Dans ces conditions, il n'est pas possible de transporter du carburant sur le site (voir EDF, 2011, pages 3-43/54).

#### 5.2.1.5 Marges de sûreté en cas d'inondation du site

Sur la base de ces considérations, l'opérateur atteste des marges de sûreté permettant de gérer l'inondation des installations stratégiques et il analyse les conséquences possibles sur la sûreté en cas d'impacts plus élevés que dans le dimensionnement. L'opérateur évalue différemment la perte potentielle du circuit de refroidissement du scénario H1 (Voir chapitre 5.5.1), le manque de tension externe MDTE (Voir ci-dessus et chapitre 5.4.1), ainsi que la perte de l'alimentation à la fois externe et interne du scénario H3 (Voir chapitre 5.4.1) pour les différents événements, ceux qui sont prévus dans le dimensionnement et ceux qui sont hors dimensionnement.

Pour la CMS, l'opérateur constate une différence de hauteur de 0,21 m entre le niveau de crue maximal aux alentours de la centrale et la hauteur de la digue de protection de la centrale, à l'endroit le moins favorable. En cas d'indisponibilité prolongée du système de filtrage du circuit de refroidissement, due à l'inondation des pompes à moteurs du système de nettoyage des filtres, l'opérateur note un écart de sécurité de 0,06 m entre le niveau d'eau le plus élevé dans la station de prise d'eau de refroidissement (215,89 m) et le niveau d'inondation des pompes à moteur (215,95 m).

En cas d'impact combinant l'aléa inondation et l'aléa vents violents IVF, l'opérateur constate un écart de 0,41 m entre le plus haut niveau d'eau possible dans le canal d'amenée d'eau et le talus de protection sur la digue.

En cas d'impact combinant une remontée de la nappe phréatique NP et une inondation, l'opérateur constate une différence de 0,2 m entre le niveau de l'eau sur le site et la hauteur de protection volumétrique PV. Pour les transformateurs TA et TS se trouvant sur le site, l'opérateur accorde une marge de sécurité de 0,1 m au transformateur TS, mais aucune pour le transformateur TA.

Si l'aléa Intumescence INT entraîne l'inondation du site, l'opérateur constate une marge de 0,07 m en cas d'inondation du transformateur TA, une marge de 0,17 m pour le transformateur TS et de plus de 0,2 m pour les bâtiments stratégiques.

En cas de perte d'étanchéité des digues suite à un aléa sismique, l'opérateur constate une différence de 0,25 m entre le niveau d'eau maximum aux alentours de la centrale et la hauteur de la digue de protection.

En cas d'une défaillance de tuyauterie dans le circuit de refroidissement, le volume d'eau déversée de 5110 m<sup>3</sup> serait de 90 m<sup>3</sup> inférieur au volume intérieur, dimensionné pour une quantité d'eau de 5200 m<sup>3</sup>.

Si les réservoirs se vident suite à un séisme majoré de sécurité SMS, l'opérateur constate certes une infiltration d'eau dans les bâtiments décisifs pour la sûreté, mais au vu des faibles quantités d'eau, il ne voit pas en quoi cela présenterait un risque pour des installations stratégiques. Dans une telle situation, le transformateur TA sera aussi inondé, mais pour le transformateur TS, l'opérateur indique encore une marge de sécurité de 0,09 m.

Les différentes marges de sûreté sont résumées dans le tableau suivant de l'opérateur.

Figure 5.4 : Présentation des marges de sûreté de la centrale nucléaire de Fessenheim, au vu des différents scénarios à prendre en compte (EDF 2011).

Selon l'opérateur, les conséquences potentiellement envisageables d'une crue ne présentent aucun risque pour le circuit de refroidissement secondaire (Scénario H1), même en cas de niveau d'eau plus élevé, grâce au circuit passif d'eau brute secourue SEB. Seuls des niveaux d'eau supérieurs à 216,50 m au-dessus du niveau de la mer entraîneraient l'inondation du talus de protection sur la digue, de la prise d'eau de refroidissement et de la station de pompage.

L'opérateur indique que la perte de l'alimentation électrique externe (Scénario MDTE) est seulement à craindre si le site est inondé à cause de niveaux d'eau dépassant la hauteur de la digue au-dessus de la centrale (avec une marge de 0,21 m), ou si le niveau d'eau sur le site dépasse 205,7 m, à cause de dommages internes comme la défaillance des réservoirs. Dans un tel cas, l'indisponibilité des transformateurs TS et TA n'est pas exclue.

La perte totale de l'alimentation électrique (Scénario H3) est seulement possible, aux dires de l'opérateur, lorsque de l'eau s'infiltré dans les bâtiments indispensables à la sûreté. Cette infiltration est possible dans l'absolu, dès que le niveau d'eau sur le terrain de la centrale atteint 205,47 m au-dessus du niveau de la mer (EDF 2011,

pages. 3-44/54). Au cas où des préalarmes permettent un temps de préparation suffisant, il est possible d'utiliser les dispositifs mobiles de protection contre l'inondation PV, afin d'éviter l'infiltration d'eau pour un niveau inférieur à 205,7 m. Le groupe électrogène diesel de la centrale de Fessenheim est positionné à 205,50 m, à la hauteur de la dalle du bâtiment. L'opérateur ne peut envisager une perte totale de l'alimentation électrique de secours que dans des cas très peu vraisemblables et hors dimensionnement.

#### 5.2.1.6 Analyse de scénarios d'inondation hors dimensionnement

Au cours de sa vérification des marges de sûreté, l'opérateur a analysé entre autres un scénario d'inondation hors dimensionnement. Il a pris comme hypothèse un débit maximal du Rhin de 12 000 m<sup>3</sup>/s, ce qui est 30% supérieur au débit de la CMS. L'opérateur se base sur des estimations d'experts pour évaluer la période de retour d'une telle crue de 1 à 100 000 ou de 1 à un million d'années. Dans ce cas, l'opérateur détermine un niveau d'eau maximum de 207,70 m au-dessus du niveau de la mer aux alentours de la centrale. La crue maximale prévisible CMS est prévue à 216,10 m dans le canal d'aménée au niveau de la station de pompage et à 205,5 m sur le site de la centrale nucléaire. Sous de telles contraintes, l'opérateur considère qu'une inondation du site pourrait entraîner la perte totale des circuits de refroidissement (Scénario H1), de l'alimentation électrique externe (MDTE) et de tous les réseaux électriques en général (Scénario H3).

Comme le souligne l'Autorité de sûreté ASN dans un courrier du 8 juillet 2011 et analysé par EDF, une rupture de la digue du Grand Canal d'Alsace est aussi envisageable. Si cela se produit, une perte totale de l'alimentation électrique (Scénario H3) est possible, ainsi que d'autres pannes sur des dispositifs indispensables à la sûreté.

En cas de défaillance de réservoirs sans qualification sismique sur le site, l'opérateur a étudié le scénario le plus défavorable, simulant que tous les réservoirs soient vidés de leur contenu, soit 8560 m<sup>3</sup> au total. Ce déversement d'eau ferait monter le niveau d'eau à 205,56 m sur le site, donc à 0,04 m de plus que dans le scénario décrit ci-dessus. Mais l'opérateur estime que ce scénario ne présente pas de risque particulier pour les installations importantes pour la sûreté (EDF 2011, pages 4-13/14).

Pour améliorer la robustesse de la centrale contre l'inondation, l'opérateur propose d'analyser s'il est nécessaire de renforcer la robustesse du dispositif de filtration du circuit d'eau de refroidissement CRF.

Pour résister à une défaillance possible de la digue du Grand Canal d'Alsace, l'opérateur propose une analyse des scénarios de défaillance, avec des hypothèses de séismes réalistes mais hors dimensionnement. Ces hypothèses devraient permettre de calculer une crue maximale sur le site et de déterminer les mesures à prendre pour augmenter la robustesse de la centrale.

Pour résister à une crue possible et hors dimensionnement, l'opérateur propose d'analyser le risque réel d'une inondation hors dimensionnement, sur laquelle pourraient éventuellement se greffer d'autres dispositions permettant d'améliorer la robustesse de la centrale.

En ce qui concerne l'isolement du site par rapport à son environnement, l'opérateur propose de renforcer les dispositifs de communication et de créer une Force d'Action Rapide du Nucléaire FARN (Voir chapitre 4.4).

Enfin, l'opérateur propose une analyse approfondie du risque d'inondation interne, si un séisme entraîne la défaillance des réservoirs.

## 5.2.2 Evaluation de l'Autorité de surveillance

Concernant le danger que représente le risque d'inondation pour les centrales nucléaires françaises, l'Autorité de sûreté nucléaire ASN s'en réfère d'abord aux examens et au redimensionnement de la centrale du Blayais, réalisés suite à l'accident de 1999. L'ASN rappelle à ce sujet qu'elle a demandé des ajustements pour les autres centrales nucléaires françaises, qui doivent être réalisés jusqu'en 2014 au plus tard. De surcroît, l'ASN exige un meilleur contrôle des dispositions prévues contre l'infiltration d'eau dans les bâtiments stratégiques, ainsi qu'une augmentation des réserves correspondantes. L'ASN demande aussi que soit finalisée l'analyse d'une perte potentielle de la source froide, en cas de colmatage de la station de prise d'eau de refroidissement.

L'ASN annonce pour 2012 une réévaluation de la règle RFS 1.2.e, qui doit retranscrire formellement les évaluations de l'accident du Blayais.

Quant au respect des critères du dimensionnement actuel, l'ASN constate que les contrôles réguliers des dispositifs mobiles n'ont pas encore été instaurés sur tous les sites et enjoint EDF d'effectuer ces contrôles. L'ASN est satisfaite des mesures proposées par EDF pour remédier à des points restés en suspens dans le cadre du dimensionnement, et demandera à EDF d'en maîtriser rapidement tous les aspects.

L'ASN est d'avis que les événements hors dimensionnement analysés par EDF dans le contexte du stress test européen sont suffisants. Cependant, en ce qui concerne l'aléa des Pluies de forte intensité PFI, l'ASN est d'avis que la durée de 24 heures mentionnée par EDF n'est pas suffisamment précise au vu de la saturation des canalisations d'évacuation, et demande à EDF d'approfondir cette analyse. L'ASN considère comme suffisante l'hypothèse d'un taux d'écoulement supérieur de 30 % en cas de scénarios de crues hors dimensionnement, mais relève des incertitudes dans les analyses, en particulier sur le comportement des barrages.

L'ASN demande à l'opérateur de réaliser une analyse spécifique pour le site de Fessenheim, sur les conséquences d'une rupture de la digue du Grand Canal d'Alsace. L'ASN estime suffisantes les mesures prises par l'exploitant pour surveiller l'état de la digue. L'ASN estime aussi suffisantes les propositions d'analyses approfondies faites par l'opérateur et concernant la stabilité sismique du Grand Canal d'Alsace. L'ASN indique que les dispositions à prendre sur la base de constats vérifiés peuvent certes se traduire par un renforcement de la digue, mais aussi par une meilleure gestion de la maîtrise des impacts.

En ce qui concerne les dispositions proposées par l'opérateur pour augmenter la robustesse des installations, l'ASN note qu'elles ont surtout pour objectif de mieux gérer les conséquences d'une inondation du site, comme la perte du puits de chaleur ou de

l'alimentation électrique. L'ASN demande surtout à EDF de trouver le moyen d'empêcher en amont un tel scénario d'inondation.

Aussi en lien avec la gestion des impacts d'inondation, l'ASN exige pour toutes les centrales un renforcement de la robustesse, qui devrait être assuré par l'installation des équipements fixes renforcés du noyau dur. Ce dispositif devra assurer la sûreté de la centrale nucléaire en cas d'impacts externes considérés jusqu'ici comme étant hors dimensionnement, en cas aussi d'une superposition improbable de divers événements (Voir chapitre 4.4).

### 5.2.3 Avis

L'évaluation utilisée dans le cadre de cette étude se base sur l'échelle d'évaluation introduite dans le chapitre 3.1.2.

#### 5.2.3.1 Dimensionnement actuel de la centrale

La centrale nucléaire de Fessenheim a été dimensionnée selon des critères déterministes. Il n'existe pas d'analyse probabiliste d'une inondation sur le site de Fessenheim.

La crue maximale envisagée de façon déterministe se base sur une crue millénaire, qui a été majorée de 15% pour la centrale de Fessenheim, selon les débits pris en compte. Le dépassement auquel correspond cette crue de dimensionnement n'est pas explicité. On ne sait pas non plus si cette crue de dimensionnement correspond au niveau d'une crue décennale, car il n'existe pas d'estimation probabiliste pour le site de Fessenheim.

Pour maîtriser la crue de dimensionnement, la centrale est mise en arrêt automatique dès le déclenchement de la préalarme, et l'alimentation électrique passe en mode de raccordement au réseau de réserve. Les installations importantes pour la sûreté restent disponibles.

L'évaluation des différents systèmes mis en place pour maîtriser cette crue de dimensionnement dans les installations stratégiques de la centrale sera présentée dans les chapitres 5.4.3 et 5.5.3.

La description de plusieurs événements prévus dans le dimensionnement telle qu'elle est publiée dans le rapport du stress test européen ne révèle pas explicitement comment ces événements peuvent être maîtrisés et quelles seraient les conséquences s'ils n'étaient pas maîtrisés. Cela concerne surtout les aspects suivants.

En cas d'indisponibilité de la source froide de la centrale de Fessenheim, l'opérateur constate que l'inondation des canalisations du circuit de refroidissement pourrait entraîner la perte momentanée du système de nettoyage des filtres. Pourtant, l'opérateur est d'avis que la fonction du système complémentaire de refroidissement en serait altérée, vu que l'arrêt des pompes de refroidissement réduit considérablement la quantité d'eau nécessaire et qu'au vu de la grande surface des filtres, il n'est pas à craindre que l'arrivée du circuit de refroidissement d'appoint soit bouchée. Nous ne disposons d'aucune information sur le délai d'attente entre la défaillance du système de nettoyage et l'obturation des filtres. Ceci remet aussi en question la disponibilité à long terme du circuit de refroidissement complémentaire.

Pour les aléas qu'il lui fallait aussi vérifier dans le cadre du stress test européen, l'opérateur atteste posséder des marges spécifiques. Il atteste par exemple qu'en cas d'influence du vent IVF sur la surface du canal, le niveau d'eau est de 216,05 m au-dessus du niveau de la mer, à l'emplacement de la station de prise d'eau de refroidissement. Par rapport à la crue maximale CMS, l'opérateur reconnaît l'éventualité d'une inondation des pompes de nettoyage des filtres du circuit de refroidissement CRF. L'opérateur confirme que le niveau d'eau maximal de ce circuit CRF ne doit pas dépasser 215,95 m au-dessus du niveau de la mer, mais ce niveau est dépassé en cas d'aléa IVF et l'opérateur n'en mentionne pas les conséquences possibles. Nous ne disposons pas de documents explicatifs sur une perte durable du dispositif de nettoyage du système CRF, en cas d'aléa IVF. Ici également, la disponibilité à long terme du circuit de refroidissement complémentaire est remise en question.

En cas de défaillance dans la tuyauterie du circuit de refroidissement, des installations importantes pour la sûreté risquent d'être inondées. L'opérateur affirme que la fermeture des vannes d'isolement permet de maîtriser cet aléa. Dans les documents à notre disposition, aucune mention n'est faite de la résistance à une défaillance unique de ces vannes d'isolement ou de leur comportement sismique.

Dans le cas d'une crue de dimensionnement, l'opérateur admet que le site de la centrale peut être isolé. Cela signifie la perte de la communication avec l'extérieur et de toute possibilité d'approvisionnement en carburant pour les groupes diesel de secours. Selon les critères de la crue de dimensionnement CMS, l'opérateur prévoit que la centrale peut fonctionner 4,5 jours en autonomie. Pourtant, sans préparation supplémentaire, les ressources disponibles dans la centrale ne peuvent garantir qu'une autonomie de 3 jours. L'opérateur lui-même reconnaît qu'un délai de 1 jour est nécessaire pour préparer le site nucléaire à un aléa de cette envergure. Les documents disponibles ne permettent pas d'évaluer si ce temps de préparation est suffisant, au vu de tous les scénarios qui devront être pris en compte. Afin de prévenir une perte prolongée de l'alimentation électrique de secours, l'Autorité de sûreté ASN a déjà demandé à ce que la centrale soit équipée pour un fonctionnement en autonomie d'au moins deux semaines. Ce délai couvrirait aussi le délai de 4,5 jours postulé en cas de crue de dimensionnement, de sorte que si cet équipement se réalise, l'autonomie en situation de crue serait suffisante.

### 5.2.3.2 Marges disponibles

Dans le cadre de son analyse des différents événements prévus dans le dimensionnement de la centrale, l'opérateur estime les réserves de niveaux d'eau entre 0,06 et 0,41 m. En l'absence de données sur les débits correspondant à un tel volume d'eau supplémentaire, il n'est pas possible d'évaluer la pertinence de ces réserves sur une base probabiliste ou leurs dépassements possibles. En ce qui concerne les centrales allemandes, les réserves tampon entre la crue de référence et une possible infiltration d'eau dans des bâtiments relevant de la sûreté se situent entre 0,5 et 1 m, parfois même avec des hauteurs de sûreté supérieures. En comparaison, les marges qui existent dans la centrale de Fessenheim peuvent être qualifiées de plutôt faibles.

En cas d'indisponibilité des conduites d'eau dans la salle des machines, l'opérateur prévoit des réserves de 90 m<sup>3</sup>. Ceci correspond à moins de 2% du volume d'eau, calculé pour cet aléa à 5110 m<sup>3</sup>, qui se déversera en 70 s jusqu'à la fermeture des tuyaux. Si cette fermeture est retardée, la réserve d'eau est consommée en 2 s. La réserve de 90 m<sup>3</sup> n'a donc aucun effet sur la perte des dispositifs de sûreté. D'ailleurs, l'opérateur n'a pas spécifié quels sont les dispositifs importants qui seraient dégradés en cas d'une importante irruption d'eau dans la salle des machines. Cependant, comme des dispositifs essentiels pour l'évacuation de la chaleur du réacteur (le système de secours ASG, le circuit de refroidissement primaire) ne se trouvent pas dans la salle des machines, nous admettons qu'en cas de déversement d'une quantité d'eau plus importante, les fonctions vitales de la centrale soient assurées.

L'opérateur a déterminé le volume d'eau qui s'échapperait des réservoirs endommagés suite au séisme de dimensionnement, en supposant que ce volume se limitera à la moitié du contenu des réservoirs, ces derniers étant d'ailleurs utilisés par les deux réacteurs. Dans ces conditions, le niveau de l'eau répandue sur le site atteint 205,51 m, un niveau qui n'exclut plus l'infiltration dans des bâtiments importants pour la sûreté. Si les réservoirs déversent la totalité de leur contenu, le niveau d'eau au-dessus de la dalle est de 6 cm. Dans ce cas, le supplément d'eau déversée correspond à un volume de 3500 m<sup>3</sup>. L'opérateur affirme certes que les installations stratégiques ne seront pas touchées par un aléa de ce type, mais cette déclaration n'est pas compatible avec les documents dont nous disposons. L'opérateur ne mentionne aucune réserve en eau supplémentaire, qui pourrait être stockée dans des réservoirs qualifiés sismiquement et utilisée en cas d'impact hors dimensionnement.

L'opérateur a analysé un scénario avec une augmentation de débit de 30 %, dont il évalue la période de retour (ou récurrence) sur la base d'estimations d'experts allant de 1 à 100 000 ou de 1 à un million d'années. Dans ce cas, le site est entièrement inondé et la perte d'installations indispensables pour la sûreté est envisageable (perte totale de la source froide, de l'alimentation électrique externe et interne). Le niveau d'eau sur le site et aux alentours prévu pour ce scénario est estimé à 207,70 m. Il est donc nettement plus élevé que le niveau de 206,26 m de la crue de dimensionnement, et aussi plus élevé que le niveau de 206,75 m correspondant à la hauteur du talus de la digue. Dans ce contexte, il faut envisager une inondation du site de la centrale même en cas de débit d'eau nettement inférieur. Ces considérations amènent à souligner la faiblesse des marges présentées par l'opérateur.

Ces réserves ne permettent donc pas à la centrale de Fessenheim de remplir les critères du niveau 1 défini par la RSK.

## **5.3 Piscine de désactivation et stockage de combustible**

### **5.3.1 Présentation par l'opérateur**

Chacun des deux réacteurs de la centrale de Fessenheim dispose d'une piscine de désactivation et de stockage pour le combustible. Chaque piscine est insérée dans un bâtiment combustible indépendant, situé à l'est des bâtiments réacteurs. Les piscines sont qualifiées sismiquement (Voir chapitre 5.1). Les assemblages de combustible



usagé sont transportés par un canal de transfert depuis le bâtiment réacteur jusqu'à la piscine de désactivation. Le sol de la piscine est situé à une hauteur de 7,5 m au-dessus du socle du bâtiment. Le bord supérieur des barres de combustible est à une hauteur de 12,06 m. En fonctionnement normal, le bassin de la piscine est rempli jusqu'à 19,50 m, le niveau de remplissage minimum autorisé étant de 19,30 m.

Le refroidissement de la piscine est assuré par le système de refroidissement PTR à deux voies, qui évacue la chaleur résiduelle des assemblages combustibles vers le système de refroidissement intermédiaire RRI et vers le système complémentaire d'eau brute secourue SEB. Le système PTR possède une qualification sismique et une alimentation électrique de secours. La ligne d'aspiration du système PTR s'élève sur une hauteur de 15,50 m dans le bassin de la piscine, et une conduite de refoulement plonge jusqu'au fond du bassin, sur une hauteur de 7,70 m. La tuyauterie passe ensuite au-dessus du niveau d'eau normal de remplissage (au-dessus de 19,30 m) hors des bassins de la piscine. D'après le rapport de présentation de l'opérateur (N 5-37/49, EDF 2001), un dispositif casse-siphon est installé sur la tuyauterie de refoulement au fond du bassin. En cas de baisse de niveau d'eau de la piscine en-dessous de son niveau normal, ce dispositif assure une ventilation de la ligne de vidange, permettant ainsi d'éviter que la piscine ne se vide suite à un effet de siphon.

D'après le dimensionnement, le système de refroidissement de la piscine doit pouvoir résister à une perte de l'alimentation électrique externe. Les systèmes de réfrigération étant équipés de groupes électrogènes de secours, la réfrigération du bassin ne devrait pas être affecté par cet aléa.

Une défaillance dans le refroidissement de la piscine est envisageable suite à une perte totale de l'alimentation électrique (Voir chapitre 5.4) ou à une perte du puits de chaleur (Voir chapitre 5.5), ce qui peut induire l'échauffement, puis la vaporisation du liquide de refroidissement. Si la température de ce dernier dépasse 45°C dans la piscine, l'opérateur doit prendre des dispositions pour faire baisser cette température. Pour éviter le dénoyage, c'est-à-dire la mise hors eau du combustible dans le bassin, une réalimentation en liquide de refroidissement est prévue, par l'intermédiaire du circuit d'eau brute secourue SEB ou par le système de protection incendie JPI. Il est nécessaire que le niveau d'eau dans la piscine se maintienne toujours entre 18,70 m et 19,30 m, afin de conserver au moins 6,60 m d'eau au-dessus du combustible immergé.

Le circuit d'eau brute SEB dispose d'un volume d'eau de réserve de 550 m<sup>3</sup> pour les deux réacteurs, qui permet de réalimenter la piscine en eau grâce à deux pompes communes. Ces pompes du circuit SEB peuvent en principe être alimentées par les lignes auxiliaires des groupes électrogènes de secours des deux réacteurs. Une alimentation par le système de protection incendie JPI est possible par différentes pompes fixes. Ces pompes utilisent le système électrique de secours JPD pour puiser de l'eau dans le Grand Canal d'Alsace et la reverser dans les réservoirs du système JPI. EDF n'a pas fourni d'indications sur les volumes disponibles dans ce système.

Si une montée en pression est observée dans le hall du bâtiment combustible qui abrite la piscine, suite à la vaporisation du liquide de refroidissement, il faut ouvrir le

hall du bâtiment combustible. Le personnel de la centrale est en charge, alors que la température atteint 50°C dans la piscine, d'ouvrir une bouche d'aération vers l'extérieur. Pour l'injection d'eau dans le bassin, on peut seulement utiliser des vannes qui ne se trouvent pas dans le hall du bâtiment combustible. L'accès à ce dispositif doit être assuré même si la piscine est passée en ébullition. Le système de ventilation interne du bâtiment est mis à l'arrêt, afin d'empêcher un lâcher de vapeur vers d'autres parties du bâtiment.

Pour déterminer les délais de carence disponibles avant que les éléments combustibles ne soient mis hors eau dans la piscine, l'opérateur prend pour hypothèse un remplissage complet en combustible, avec décharge complète du cœur du réacteur dans la piscine. Ceci correspond à une puissance thermique de 8 MW. Si le cœur du réacteur n'est pas entièrement déchargé, la charge thermique tombe à 2,2 MW maximum. L'opérateur postule qu'un seul réacteur se sera déchargé dans la piscine, le combustible de l'autre réacteur restant dans la cuve.

En cas de défaillance de l'alimentation électrique externe et de secours dans un seul réacteur, les réserves des circuits SEB et JPI sont disponibles pour réalimenter le bassin de la piscine. Le personnel de l'entreprise doit alors effectuer les manutentions suivantes : arrêt de toute manipulation des assemblages combustibles; remise en fonctionnement d'une alimentation électrique; nouveau remplissage de la piscine, si possible en passant par le circuit SEB, sinon par le système de protection incendie JPI. Avec une température de 50°C, le niveau d'eau de la piscine baisse de 1 m en 12 heures. Les réserves du circuit SEB sont suffisantes durant 36 heures environ. Le système de protection incendie JPI permet une alimentation en continu.

En cas de défaillance électrique complète dans les deux réacteurs, ni les pompes du circuit SEB, ni celles du système JPD ne sont disponibles. Dans ce cas, l'opérateur suppose un délai de carence possible de 2 jours minimum, avant que le combustible ne soit mis hors eau dans la piscine. Si le cœur d'aucun des deux réacteurs ne se trouve dans la piscine, le délai de carence disponible passe à 5 jours minimum, en raison de la faible puissance résiduelle à évacuer. L'opérateur suppose que ce délai est suffisant pour mettre en place des dispositifs de soutien apportés par l'extérieur. Si la turbine à gaz TAC commune aux deux réacteurs est disponible, elle peut assurer l'alimentation de l'une des pompes du système JPD, et assurer ainsi la réalimentation des piscines des deux réacteurs.

Quant à la perte du puits de chaleur, EDF s'en tient à ses affirmations sur la disponibilité des réserves des systèmes SEB et JPI. L'opérateur est d'avis que dans ce scénario, il n'existe aucune autre contrainte pour la centrale que la perte totale de l'alimentation électrique.

Pour faire face à une perte de l'alimentation électrique, EDF prévoit d'étudier la possibilité d'un enrichissement en hydrogène dans le bâtiment combustible abritant la piscine, en cas de défaillance des systèmes de ventilation. Afin de renforcer la robustesse de la centrale, EDF propose aussi de mettre en place un groupe diesel mobile de secours ultime. Par ailleurs, EDF étudie l'amélioration des systèmes d'instrumentation pour mesurer le niveau d'eau et la température.

EDF considère que si les assemblages de combustible sont recouverts de 1,5 m d'eau minimum, la protection contre leurs émissions radioactives est suffisante pour autoriser les opérations de manutention dans le bâtiment combustible. L'enceinte en béton est une protection qui devrait garantir la faisabilité de la manutention dans les espaces attenants, même si la chute du niveau de l'eau devait atteindre le bord supérieur des éléments combustibles. Selon EDF, le niveau de 1,5 m au-dessus du bord supérieur des éléments combustibles est atteint au plus tôt après 1,5 jours, dans des conditions extrêmement défavorables.

A l'extérieur du bâtiment combustible, la baisse du niveau d'eau occasionne, avec l'effet de ciel (skyshine effect), un débit de dose ambiant important. Selon EDF, si le niveau d'eau est à 50 cm au-dessus du bord supérieur des combustibles, le débit de dose ambiant à 20 m du bâtiment est d'environ 1 mSv/h, et peut atteindre 3 mSv/h si le cœur du réacteur est entièrement déchargé de son combustible.

### 5.3.2 Evaluation de l'Autorité de surveillance

L'Autorité de surveillance ASN constate que pour tous les scénarios concernant la perte de refroidissement des combustibles, EDF propose des délais suffisants avant la dégradation des combustibles pour mener à bien, avec l'aide de soutiens extérieurs, la réalimentation en eau du bassin de la piscine des combustibles.

L'ASN demande à l'opérateur d'améliorer rapidement, dans le bâtiment combustible, le système d'instrumentation qui surveille la température, le niveau d'eau et les conditions radiologiques dans le bassin.

L'ASN demande aussi à l'opérateur de réaliser les améliorations qu'il a lui-même proposées pour renforcer la robustesse des installations, dans le cadre de l'installation d'équipements fixes d'un noyau dur (Voir chapitre 4.4). Pour ce qui concerne la piscine de désactivation, il faut étudier dans quelle mesure des opérations de manutention ou de commandes nécessaires peuvent s'effectuer, en fonction des conditions radiologiques qui règnent dans le bâtiment combustible lorsque le niveau d'eau de la piscine est en baisse.

L'ASN constate également que l'opérateur a certes analysé des scénarios avec perte de l'alimentation électrique ou du puits de chaleur ultime, mais qu'il n'a fait aucune déclaration sur les autres conséquences possibles d'impacts extérieurs hors dimensionnement, qu'il ne remet en question ni l'intégrité de la piscine, ni les systèmes subséquents. L'ASN a donc étudié une possible déformation géométrique du châssis de la piscine de désactivation, la chute de lourdes charges, une défaillance de lignes de raccordement, les barrières autour des bassins et l'intégrité des portes et des vannes.

Dans ce contexte, l'ASN a identifié une mise en conformité nécessaire pour éviter une vidange intempestive de la piscine, en cas de perte de l'intégrité des systèmes adjacents. L'ASN demande une augmentation du diamètre du dispositif casse-siphon sur la tuyauterie branchée au fond de la piscine, afin d'empêcher que le bassin ne se vide suite à un effet de siphon. L'ASN demande également l'automatisation de la fermeture des lignes d'aspiration du système de refroidissement de la piscine du combustible.

Spécifiquement pour la centrale de Fessenheim, l'ASN a constaté une séparation trop réduite entre l'espace réservé à la manutention des conteneurs de combustibles et la piscine. L'ASN demande donc à EDF de fournir un rapport pour définir si la chute d'un conteneur de combustible mettrait l'intégrité de la piscine en danger et quelles dispositions peuvent être prises si cet événement se produit.

Enfin, l'ASN a constaté, spécialement pour la centrale de Fessenheim, la faiblesse des marges sismiques du canal de transfert entre le bâtiment réacteur et le bâtiment combustible. L'ASN demande donc à EDF d'indiquer quelles dispositions peuvent être prises, au cours de la manutention, pour empêcher que des combustibles n'endommagent d'autres combustibles. L'ASN demande aussi à EDF de limiter la baisse du niveau d'eau de la piscine en cas de défaillance du canal de transfert.

Par ailleurs, l'ASN juge nécessaires les études proposées par EDF concernant la possibilité de formation d'hydrogène dans le bâtiment combustible. Cela permettra d'évaluer ensuite la pertinence de mesures complémentaires que propose aussi EDF, comme l'installation de recombineurs autocatalytiques passifs dans le bâtiment combustible.

En ce qui concerne les conséquences radiologiques d'une mise hors eau des éléments combustibles dans la piscine de désactivation, l'ASN demande à l'opérateur de mener des analyses supplémentaires, en considérant les mesures d'urgence appropriées, lors d'une baisse du niveau d'eau dans la piscine.

Enfin, au regard des conséquences radiologiques d'une mise hors eau du combustible dans la piscine, l'ASN constate que la défaillance des dispositifs de ventilation est envisageable si la piscine est en ébullition. D'ailleurs, la structure du bâtiment combustible, avec son simple toit de métal et ses parois de faible épaisseur (environ 30 cm) n'est pas en mesure de garantir une rétention de la radioactivité, en cas d'une formation de vapeur persistante et de la montée en pression qui s'ensuit. Dans ces circonstances, l'ASN demande de prendre les dispositions déjà citées afin de réduire l'occurrence de ce type d'événement.

### 5.3.3 Avis

La puissance résiduelle de combustibles stockés dans la piscine de désactivation est nettement inférieure à la chaleur qu'ils dégagent dans le cœur d'un réacteur arrêté en urgence. De plus, ces combustibles en piscine disposent d'un important volume d'eau. Il en résulte qu'à la perte de la source froide de la piscine, le temps imparti avant l'ébullition du liquide de refroidissement et avant le dénoyage du combustible et sa dégradation sera beaucoup plus long. Ceci est aussi valable en cas de décharge complète du cœur du réacteur dans la piscine. Ainsi, sur le plan des délais opérationnels, le refroidissement des éléments combustibles dans la piscine est moins critique que pour un réacteur qui vient d'être mis à l'arrêt. Cette affirmation est pertinente s'il n'y a pas de perte d'eau en continu dans la piscine. Le maintien de l'intégrité du bassin reste la priorité suprême, en particulier en cas d'impact externe, ainsi que le maintien des stocks d'eau du bassin, surtout pour éviter des pertes d'eau suite à des fuites dans les tuyauteries voisines.

Le maintien de l'intégrité du bâtiment combustible en cas d'aléa sismique est décrit précédemment (Voir chapitre 5.1). En ce qui concerne la robustesse des systèmes de refroidissement de la piscine avec des aléas sismiques de plus forte intensité, EDF ne fournit aucune précision (EDF 2011).

En lien avec la perte en eau des piscines, il faut aussi prendre en compte les fuites qui surviennent sur une tuyauterie dont le contenu en eau aura été comptabilisé dans le stock de la piscine des combustibles. Tant que les raccordements de chaque système restent à un niveau d'eau proche de la normale, les conséquences ne sont pas lourdes, car la baisse du niveau est rapidement interrompue. Mais si la tuyauterie est encastrée dans les bassins nettement en-dessous du niveau d'eau de fonctionnement, un effet de siphon peut entraîner la vidange de la piscine, même si le point haut de la tuyauterie se trouve au-dessus du niveau d'eau. Pour éviter une défaillance des tuyauteries avoisinantes, l'ASN prescrit l'amélioration des soupapes de ventilation, ce qui permettrait d'éviter la vidange du bassin. L'ASN demande aussi l'automatisation de l'isolement de la ligne d'aspiration du circuit de refroidissement.

L'ASN a constaté par ailleurs qu'au niveau du canal de transfert, les marges sismiques sont très faibles. Elle a donc demandé à l'opérateur de prendre des mesures pour éviter la perte du liquide de refroidissement dans la piscine, en cas de défaillance du canal de transfert. L'ASN considère également que la chute d'un conteneur de combustible au niveau de la piscine pourrait entraîner la perte du liquide de refroidissement.

Ce n'est que lorsque les points faibles identifiés par l'ASN et concernant l'intégrité de la piscine de désactivation et d'entreposage seront éliminés qu'on pourra qualifier la robustesse de la piscine de suffisante.

En comparaison avec les centrales nucléaires encore en fonctionnement en Allemagne (par exemple Neckarwestheim GKN II), le système de refroidissement des piscines de désactivation de Fessenheim est actuellement dimensionné comme décrit ci-après, en tenant compte du degré de redondance. La centrale de Fessenheim dispose d'un circuit de refroidissement à deux voies, qualifié pour résister aux séismes et aux inondations. En cas d'indisponibilité des voies de ce circuit, il est prévu de faire appel aux circuits complémentaires SEB et JPI pour réalimenter le bassin de la piscine.

En Allemagne, la centrale GKN-II dispose d'un circuit de refroidissement à trois voies. L'une de ces voies n'a pas de qualification sismique, mais elle est disponible en cas d'inondation. Les deux voies qualifiées sismiquement sont raccordées en parallèle à deux voies des circuits de secours et de refroidissement intermédiaire, afin d'utiliser ensemble les échangeurs thermiques de ces systèmes. En cas de perte de la source froide, ces circuits de secours et de refroidissement intermédiaire ne pourront temporairement pas avoir accès à leurs échangeurs, mais ils pourront ensuite être remis en marche manuellement. La centrale GKN-II prévoit encore d'autres moyens pour alimenter la piscine en liquide de refroidissement, dont un dispositif d'injection d'eau déminéralisée.

Dans le cadre de la mise en place du noyau dur, l'ASN a demandé l'installation de sources d'alimentation supplémentaires dans la piscine, compte tenu aussi des condi-

tions radiologiques dans le bâtiment combustible. L'installation de systèmes d'alimentation supplémentaires en eau froide est programmée dans les piscines des centrales allemandes, afin de renforcer la robustesse des centrales.

Dans l'ensemble, nous ne voyons pas de différences fondamentales pour le refroidissement des piscines de combustible entre les centrales nucléaires allemandes et celle de Fessenheim.

Dans les dossiers présentés dans le cadre du stress test européen, il n'y a aucune preuve de l'intégrité de la piscine de désactivation en situation d'ébullition. Jusqu'à présent, la perte du circuit de refroidissement de la piscine et la longue ébullition qui s'ensuit n'entraient pas dans le cadre du dimensionnement. Il est donc logique que des preuves à ce sujet n'aient pas été jugées nécessaires jusqu'à maintenant. Il n'empêche que pour garantir la robustesse des piscines même en cas d'une perte prolongée du système de refroidissement, de telles preuves seraient opportunes.

Dans la centrale de Fessenheim, les piscines de désactivation et d'entreposage ne sont pas installées dans le bâtiment réacteur, mais dans des bâtiments à part. Dans les réacteurs à eau pressurisée encore en fonctionnement en Allemagne, les piscines sont à l'intérieur du confinement, dans le bâtiment réacteur. Cette construction offre une protection supplémentaire contre des événements mécaniques externes, et une meilleure rétention des produits de fission en cas d'endommagement du combustible. Il est important pour la sûreté que les piscines soient situées à l'intérieur du confinement et sur ce point, nous donnons l'avantage aux centrales nucléaires allemandes.

## **5.4 Approvisionnement en électricité**

### **5.4.1 Présentation par l'opérateur**

#### **5.4.1.1 Conception actuelle de la centrale**

L'alimentation électrique de la centrale nucléaire de Fessenheim comprend un raccordement à un réseau principal et à un réseau de réserve. En cas de perte de la connexion au réseau externe, la centrale passe en mode autoalimentation. Cela signifie qu'un groupe électrogène assure l'alimentation électrique (Voir chapitre 4.2). L'opérateur explique qu'en cas de perte de l'alimentation externe et sans dégâts physiques sur les réseaux, le raccordement à l'alimentation externe du réseau local et national est prévu dans un délai de 2 heures. Il s'agit entre autres d'un raccordement à un réseau électrique de secours, à partir des barrages hydrauliques proches, de Fessenheim ou de Vogelgrün. Au cas où la perte de l'alimentation électrique ne concernerait que l'un des deux réacteurs, l'autre réacteur pourra apporter son soutien, à différents niveaux du système électrique.

Selon l'opérateur, les exigences actuelles de dimensionnement doivent d'ailleurs permettre de gérer à la fois la perte de l'alimentation électrique externe et la perte des besoins propres à chaque réacteur.

L'arrêt rapide automatique du réacteur se déclenche alors, suite au processus de contrôle du débit et de la vitesse de rotation des pompes principales du circuit de refroidis-

sement primaire, ou suite à une perte de tension de l'alimentation électrique. Il s'ensuit un déclenchement automatique des deux groupes électrogènes affectés à ce réacteur afin d'assurer l'approvisionnement des systèmes importants pour la sûreté. Un réservoir à air comprimé assure le démarrage de ces groupes diesel de secours. Un seul d'entre eux est suffisant, dans le cas de cet événement, pour gérer l'alimentation des systèmes en électricité.

C'est ensuite le système d'eau alimentaire de secours ASG qui se déclenche, suite à la baisse du niveau de remplissage des générateurs de vapeur, et vu que leur alimentation en eau ne possède pas d'alimentation électrique de secours. La puissance résiduelle est évacuée par les vannes de décharge à l'atmosphère du système VCD-a. Ensuite, le système de contrôle chimique et volumétrique RCV assure le maintien de la pression dans le circuit primaire et l'alimentation en eau sous pression des pompes principales du circuit de refroidissement primaire, ainsi que la fonction de borification, nécessaire en cas de mise à l'arrêt de la tranche. La gestion à long terme de cet événement nécessite le passage au système de refroidissement à l'arrêt RRA, puis le passage au système de refroidissement intermédiaire RRI et au système d'eau brute secours SEB, qui permettront l'évacuation de la chaleur résiduelle. Ceci s'effectue après le refroidissement secondaire du circuit primaire, d'une durée de 10 à 12 heures.

L'événement est considéré comme terminé lorsque l'alimentation électrique externe est rétablie.

Une perte de l'alimentation électrique externe dans les deux réacteurs ne changerait pas, selon l'opérateur, le déroulement ou la maîtrise de l'événement.

#### 5.4.1.2 Perte prolongée de l'alimentation électrique externe et interne et de l'autoalimentation

Le premier scénario hors dimensionnement concerne la perte de l'alimentation électrique externe sur une longue durée, qui sera fixée à 15 jours. Le déroulement de l'événement correspond à la présentation précédente. En ce qui concerne la gestion à long terme de l'événement, l'opérateur indique que les réserves de diesel présentes sur le site suffisent à assurer un fonctionnement de 3,5 jours, mais que des contrats nationaux existent, garantissant la mise à disposition et la livraison de diesel dans un délai de 1 jour en cas d'urgence et de 3 jours en période normale. En ce qui concerne les réserves d'huile de lubrification nécessaires au fonctionnement des groupes diesel de secours, l'opérateur indique que celles qui sont présentes sur le site suffisent à assurer un fonctionnement de 3 jours, et que des contrats spécifiques à chaque site existent, garantissant ces livraisons d'huile. Etant donné que les groupes diesel de secours disposent d'une source froide autonome, l'opérateur indique que le refroidissement des groupes électrogènes est garanti pour plus de 15 jours par les réserves.

En ce qui concerne la disponibilité du personnel, l'opérateur évoque un concept à trois échelons. Tout d'abord, il y a le personnel de l'entreprise en charge de la maîtrise de l'événement. Ensuite, du personnel venu d'organisations externes est à disposition pour apporter aide et soutien technique, même s'il ne peut être mobilisé que pour des

situations exceptionnelles. Enfin, il existe encore une organisation d'urgence disponible, mais sa présence ne sera pas nécessaire dans ce scénario.

Afin d'augmenter la robustesse de la centrale si ce scénario se produit, l'opérateur propose d'améliorer la fiabilité d'un fonctionnement à long terme des groupes diesel. Il propose de développer une procédure prévoyant, pour l'un des deux générateurs disponibles, un découplage préventif et une remise en état si nécessaire. L'opérateur propose également de procéder à une reconnexion manuelle des systèmes de contrôle des groupes diesel, si les systèmes de protection du réacteur le permettent. L'objectif est de permettre l'arrêt automatique d'une redondance diesel pour éviter de l'endommager, ainsi que l'inspection et la maintenance qui s'ensuivront. Selon l'opérateur, cette mesure est déjà en place dans la tranche 1 de Fessenheim.

Enfin, l'opérateur propose de développer des procédures pour déconnecter une redondance, afin de ménager le générateur et de conserver des réserves en carburant. Il reste à définir les critères et les moyens techniques nécessaires à la réalisation de ces procédures.

#### 5.4.1.3 Perte de l'alimentation électrique externe et de secours (H3) d'un seul réacteur

Dans ce scénario défini sous le nom de H3, on suppose, en plus des conditions extrêmes hors dimensionnement, l'indisponibilité de l'alimentation d'un bloc réacteur en courant de secours.

Contrairement à l'aléa prévu dans le dimensionnement, ce scénario conduit à la perte des pompes d'alimentation à haute pression, lesquelles possèdent une alimentation électrique de secours et peuvent, dans le cadre prévu par le dimensionnement, garantir l'approvisionnement en eau sous pression des pompes primaires, ainsi que la borification du circuit primaire. Selon l'opérateur, l'alimentation des pompes primaires est nécessaire si, dans le circuit primaire, la température dépasse 220°C et la pression 45 bar. L'indisponibilité des pompes d'alimentation à haute pression risque d'entraîner l'isolement des pompes primaires, donc la perte d'un liquide de refroidissement du circuit primaire. Contrairement à l'événement prévu dans le dimensionnement, l'alimentation secondaire des générateurs est seulement possible via la turbopompe fonctionnant à la vapeur vive du système de secours ASG, les deux pompes à moteur étant indisponibles pour cause de perte de l'alimentation électrique de secours. D'ailleurs, le système de refroidissement à l'arrêt RRA et la chaîne de refroidissement par les systèmes RRI et SEB sont aussi indisponibles.

Dans ce scénario, l'objectif à court terme défini par l'opérateur serait de maintenir la centrale nucléaire dans un état où la production de vapeur fraîche est suffisante pour alimenter la turbopompe du système ASG, garantissant ainsi une évacuation de la chaleur résiduelle par le circuit secondaire.

Pour cet événement et à court terme, l'alimentation électrique des fonctions stratégiques est complétée par des batteries. Selon l'opérateur, ces batteries ont une capacité de 1 heure, mais leur durée de fonctionnement peut être prolongée si elles fonctionnent en mode d'économie d'énergie (EDF 2011, pages 5-17/49). Pour y parvenir, il est prévu de mettre à l'arrêt les voies LBE, LBF, LNE, LNF.



Pour maîtriser cet événement, en plus de la turbopompe du système ASG, il faut utiliser le turbogénérateur LLS, lui aussi alimenté en vapeur vive. Cela permettra d'approvisionner en électricité les installations stratégiques, au-delà du délai prévu par les batteries. Le turbogénérateur LLS alimente entre autres les commandes de la turbopompe ASG et deux des trois vannes d'évacuation du système VCD-a. Le turbogénérateur LLS permet aussi le fonctionnement de la pompe de test RIS, laquelle permet à son tour l'alimentation primaire à haute pression. Celle-ci assure le maintien de l'alimentation en eau sous pression et de la borification du circuit primaire. Selon l'opérateur, la turbopompe ASG et le turbogénérateur LLS peuvent encore fonctionner durant 24 heures après la perte du refroidissement de leurs composants, occasionnée par la perte de la chaîne RRI et SEB.

Si ces dispositifs sont disponibles, la perte du refroidissement secondaire ne se produira, selon l'opérateur, que plusieurs jours plus tard, après épuisement des réserves du système d'eau alimentaire de secours ASG et des réserves en eau déminéralisée disponibles dans les bâches du système SER, nécessaires au remplissage des réservoirs de secours du système ASG.

Auparavant, on peut mettre en route la turbine à gaz supplémentaire TAC, car elle permet d'alimenter une voie du système d'alimentation électrique de secours. Cette turbine est d'ailleurs la seule source d'alimentation de secours prévue dans le dimensionnement pour ce scénario. Ainsi, les fonctions du circuit de contrôle chimique et volumétrique RCV du système de refroidissement à l'arrêt RRA sont à nouveau disponibles sur une voie. Les pompes d'alimentation haute pression RCV permettent alors une injection primaire depuis le réservoir d'eau borée PTR, et le système de refroidissement à l'arrêt RRA, via la chaîne de refroidissement RRI et SEB, permet le refroidissement du cœur du réacteur sur une longue durée.

Si l'événement se produit lorsque la cuve du réacteur est en phase d'ouverture, il n'est pas possible d'évacuer la chaleur vers le circuit secondaire. Dans ce cas, l'évacuation de la chaleur résiduelle est seulement possible via un refroidissement par évaporation. Le liquide de refroidissement du circuit primaire est remplacé par une alimentation passive prise sur une partie des stocks de refroidissement de la piscine de désactivation des combustibles. A long terme, c'est la pompe d'alimentation à haute pression de l'autre réacteur ou l'alimentation électrique de la pompe de test qui doit assurer l'approvisionnement. Pour cette situation, l'opérateur ne donne aucune indication sur le redémarrage du système de refroidissement à l'arrêt RRA et de la chaîne de refroidissement RRI et SEB grâce à la turbine à gaz TAC.

#### 5.4.1.4 Perte de l'alimentation électrique externe et de secours des deux réacteurs

Si le scénario H3 se produit dans les deux réacteurs, il y a deux différences principales avec le même scénario dans un seul réacteur. Les réserves secondaires en liquide de refroidissement du système ASG d'un réacteur peuvent être renouvelées par celles du système SER, communes aux deux réacteurs. Avec ce scénario H3 dans les deux réacteurs, les réserves disponibles en liquide de refroidissement pour l'évacuation se-

conduite de la chaleur sont donc réduites. Par ailleurs, comme il n'existe sur le site qu'une seule pompe de test RIS pour l'alimentation primaire, elle ne peut servir qu'à un seul réacteur.

Avec un fonctionnement de la centrale sous de telles conditions, l'opérateur suppose qu'il y a environ un jour de délai avant l'assèchement du cœur du réacteur. La situation serait pire si la cuve n'était que partiellement ouverte. Dans ce cas, il ne serait pas possible d'alimenter le circuit primaire, et l'assèchement du cœur menacerait donc de se produire après 10 heures environ (EDF 2011, pages 5-20/49). Si la cuve est complètement ouverte au moment de la perte de l'alimentation électrique dans les deux réacteurs, il est encore possible de compléter les stocks primaires par une alimentation passive provenant de la piscine de désactivation des combustibles, et l'assèchement du cœur risque de se produire après quelques heures (EDF 2011, pages 5-21/49).

EDF a aussi présupposé la perte de l'alimentation électrique externe et de l'alimentation de secours, systèmes TAC et LLS inclus. Ce scénario prévoit également l'indisponibilité immédiate de la turbopompe du système ASG. Selon l'opérateur, ce scénario entraîne l'assèchement du cœur du réacteur dans un délai d'à peine quelques heures.

Au regard de ces scénarios concernant la perte de l'alimentation électrique, l'opérateur a proposé diverses mesures permettant d'augmenter la robustesse de la centrale.

EDF prévoit par exemple d'entamer des procédures afin que tout le site de la centrale soit préparé à l'éventualité d'un scénario H3.

EDF continuera d'étudier la disponibilité de la turbopompe ASG et du turbogénérateur LLS, en cas de perte du refroidissement au-delà de 24 heures. D'autre part, EDF adapte ses procédures, afin de limiter la baisse de pression du circuit secondaire à un niveau selon lequel l'alimentation de la turbopompe ASG en vapeur vive est suffisante pour lui permettre d'approvisionner d'autres équipements.

Dans le scénario H3, EDF ne craint pas une défaillance massive au niveau des joints des pompes principales, malgré les pertes d'eau de refroidissement et d'eau sous pression. EDF propose cependant des recherches sur la sûreté des joints des pompes primaires. Par ailleurs, l'opérateur a accepté une recommandation de l'ASN d'examiner comment la pompe de test RIS peut être utilisée dans un scénario H3 avec défaillance des deux réacteurs, afin d'approvisionner ces deux réacteurs.

Comme mesure complémentaire, EDF propose l'installation d'un groupe électrogène diesel d'ultime secours DUS. Celui-ci doit être opérationnel dans un délai de 1 heure et garantir un fonctionnement autonome durant 48 heures. Il doit être conçu pour alimenter une voie de secours sécurisée, et avoir une puissance suffisante pour faire fonctionner une pompe de secours ASG, ainsi qu'une pompe à moteur pour alimenter la cuve du réacteur. La puissance du diesel d'ultime secours DUS doit aussi suffire à l'alimentation des vannes d'isolement de l'enceinte du réacteur, à la ventilation du poste de contrôle, du bâtiment des auxiliaires nucléaires et du bâtiment combustible. Il faut aussi que le diesel DUS résiste aux séismes et aux inondations. En attendant l'installation de ces groupes électrogènes DUS, des diesels plus petits doivent assurer la transition et garantir l'alimentation en électricité de la salle des commandes et de l'éclairage.

De plus, EDF propose d'installer une pompe supplémentaire à moteur, utile pour le réapprovisionnement à partir du réservoir de stockage PTR, si la cuve du réacteur est en phase d'ouverture. EDF doit encore vérifier la tenue sismique de cette pompe.

Enfin, EDF propose de vérifier s'il est nécessaire d'avoir des ressources en eau disponibles toute l'année, afin d'augmenter les réserves du système d'alimentation de secours ASG et du réservoir de stockage d'eau PTR.

## 5.4.2 Evaluation de l'Autorité de surveillance

### 5.4.2.1 Dimensionnement actuel de la centrale

L'Autorité de surveillance ASN confirme l'autonomie des centrales françaises en cas de perte de l'alimentation électrique externe pour une période de 3 jours.

### 5.4.2.2 Scénarios hors dimensionnement

Pour la maîtrise des scénarios non prévus dans le référentiel, avec la perte de courant de longue durée du scénario H3, l'ASN formule de nouvelles exigences concernant diverses installations de la centrale.

En réaction avec les enseignements tirés de l'accident de Fukushima, l'ASN demande d'assurer l'autonomie de la centrale, ou du moins une alimentation adaptée durant 15 jours, avec une bonne prise en compte des effets secondaires engendrés par un séisme ou une inondation. L'ASN encourage la mise en place de procédures d'urgence pour des scénarios hors dimensionnement.

L'ASN demande aussi une augmentation considérable de l'autonomie des batteries, l'installation du groupe diesel DUS proposé par EDF et de groupes électrogènes plus petits en attendant le diesel DUS. Pour l'approvisionnement du circuit primaire, l'ASN demande l'acquisition rapide d'une pompe supplémentaire à moteur.

L'ASN exige aussi de prendre des mesures afin d'éviter la défaillance des joints des pompes primaires, lors de la perte de l'alimentation en eau sous pression.

L'ASN demande pour les centrales françaises que les générateurs de secours fonctionnent indépendamment du système à air comprimé de régulation SAR. Dans son rapport (ASN 2011, page 68), elle demande spécifiquement l'installation de nouvelles soupapes afin que le groupe diesel de sauvegarde supplémentaire soit autonome du système de distribution d'air comprimé SAR.

Selon l'ASN, en cas d'ouverture totale ou partielle du circuit primaire, on peut déjà craindre l'apparition d'effets faibles avant la mise en place du système FARN (Voir chapitre 4.4).

L'ASN constate également que parmi les causes du scénario H3, EDF n'a pas considéré des événements hors dimensionnement et en provenance de l'extérieur, comme par exemple une chute d'avion, qui entraînent des périodes de défaillance plus courtes ou menacent la disponibilité des dispositifs nécessaires à la maîtrise du scénario H3.

D'une manière générale, l'ASN impose l'obligation de mettre en place un noyau dur, avec des installations fixes et mobiles permettant de résister aussi à des impacts hors dimensionnement. L'ASN prescrit en particulier

- un générateur diesel mobile supplémentaire,
- une pompe à moteur pour alimenter les piscines de désactivation et les réservoirs ASG ou PTR, avec une source d'eau disponible toute l'année,
  - soit un puits de captage, soit un lac.

Il faut aussi vérifier que pour le remplissage du réservoir d'eau borée PTR, des réserves en bore soient disponibles. Le noyau dur doit se distinguer par un dimensionnement adapté à des impacts plus violents qu'auparavant. Mais s'il faut recourir à des systèmes d'alimentation déjà existants, réservoirs ou tuyauterie, ceux-ci devront correspondre à une qualification... qui reste encore à définir.

### 5.4.3 Avis

L'évaluation dans le cadre de cette étude se base sur l'échelle d'évaluation décrite dans le chapitre 3.1.3.

#### 5.4.3.1 Dimensionnement actuel de la centrale

En comparaison avec le niveau de base défini par la RSK, on constate d'abord que les installations d'alimentation en électricité de la centrale de Fessenheim correspondent aux installations réalisées dans les centrales nucléaires allemandes. La centrale de Fessenheim, tout comme les centrales allemandes, possède un raccordement principal au réseau et un raccordement de secours, connectés à différents niveaux de tension des réseaux externes. Par ailleurs, en cas de perte du raccordement au réseau externe, il est prévu de passer en mode autoalimentation.

En ce qui concerne les dispositifs d'alimentation électrique de secours, c'est le degré de redondance qui fait la différence principale entre Fessenheim et les centrales allemandes. A Fessenheim, ce degré de redondance ne correspond qu'au critère de défaillance unique (n+1), il n'est donc pas possible d'effectuer une opération de maintenance en parallèle. Dans les centrales allemandes, avec leur degré de redondance (n+2), c'est possible.

Cependant, certaines fonctions importantes pour la sûreté, comme le système d'alimentation électrique de secours, compensent ce manque de redondance par exemple avec un système de vapeur vive indépendant. Ce système d'alimentation de secours affiche donc un degré de redondance (n+2). Le problème, c'est que toutes les installations ne disposent pas de système d'alimentation de secours. D'autres fonctions stratégiques, comme par exemple l'alimentation électrique du circuit de refroidissement intermédiaire RRI, ne possèdent pas d'alimentation de secours dépassant le degré de redondance (n+1). Or, le circuit RRI est prévu dans le dimensionnement pour refroidir la centrale à l'arrêt et aussi pour refroidir à long terme les composants de dispositifs importants pour la sûreté.

Nous ne disposons d'aucun document détaillé permettant d'évaluer l'alimentation électrique de secours de la centrale de Fessenheim, par exemple l'indépendance fonctionnelle des deux voies d'alimentation électrique de secours.

La centrale de Fessenheim ne dispose pas d'un troisième raccordement au réseau, mais vu que les deux réacteurs sont solidaires à plusieurs niveaux de l'alimentation électrique, si l'un des réacteurs perd son alimentation externe et interne, l'autre réacteur peut lui assurer une alimentation suffisante.

L'opérateur de Fessenheim indique que la capacité des batteries suffit pour 1 heure de fonctionnement, tandis que dans les centrales allemandes, les batteries peuvent fournir de l'alimentation électrique pendant au moins 2 heures. En particulier dans une phase d'ouverture du circuit primaire et en cas d'indisponibilité du turbogénérateur LLS, la disponibilité de fonctions importantes (contrôle-commande, communication, éclairage, etc.) serait très limitée dans le temps, en cas de perte des installations électriques externes et internes.

En raison du faible degré de redondance de l'alimentation électrique de secours et de la faible capacité des batteries, l'alimentation électrique de secours de la centrale nucléaire de Fessenheim ne remplit pas les critères du niveau de base défini par la RSK.

#### 5.4.3.2 Marges de sûreté supplémentaires

Une turbine à gaz TAC est installée dans la centrale de Fessenheim. Le site dispose ainsi d'une installation électrique diversifiée pour l'alimentation de secours. Cependant, comme il n'existe qu'une seule turbine pour les deux réacteurs, le degré de redondance ne correspond pas à  $(n+1)$ . Il est certes possible d'assurer l'évacuation de la chaleur résiduelle vers le circuit secondaire en utilisant les systèmes à vapeur fraîche de la turbopompe ASG et du turbogénérateur LLS, mais ces systèmes ne sont pas disponibles à tous les niveaux de fonctionnement. L'opérateur n'indique aucune mesure d'urgence supplémentaire, qui permettrait de rétablir une alimentation électrique suffisante dans le temps imparti. Un troisième raccordement au réseau, par exemple, est inexistant.

Les installations de la centrale nucléaire de Fessenheim ne remplissent donc pas les critères du niveau 1 défini par la RSK.

La turbine à gaz de combustion TAC n'est pas qualifiée contre un événement sismique ou contre un impact extérieur rare, une chute d'avion par exemple. Et les dispositifs techniques d'évacuation de la chaleur comme la turbopompe ASG ou les réservoirs de secours ASG ne sont pas conçus pour résister à des impacts externes rares. En comparaison, l'alimentation diesel de secours du réseau électrique D2 des centrales allemandes est qualifiée sismiquement, peut résister à des impacts externes rares et sert de marge avec un degré de redondance  $(n+2)$ , comme prévu dans le dimensionnement.

Les installations de la centrale nucléaire de Fessenheim ne remplissent donc pas les critères du niveau 2 défini par la RSK.

Toutes les centrales nucléaires encore en fonctionnement en Allemagne remplissent les critères respectifs des niveaux 1 et 2 définis par la RSK.

Les appréciations figurant dans le rapport du stress test européen laissent planer des doutes sur la disponibilité à long terme des installations indispensables pour gérer une panne électrique de longue durée. L'opérateur propose certes des modifications afin de garantir une disponibilité continue de l'alimentation diesel de secours, mais ne donne aucune précision sur le comportement de ces groupes électrogènes pour une période au-delà de 3 jours.

Selon l'opérateur, les réserves de carburant diesel sont centralisées dans le bâtiment diesel situé sur le site (voir EDF 2011, pages 1-5/10). Nous ne disposons pas d'informations détaillées sur le stockage de ces réserves ou sur leur capacité à assurer l'autonomie de la centrale en cas de perte de l'alimentation électrique sur une longue durée. L'opérateur ne précise pas si chaque groupe diesel possède ses propres réserves, ne mentionne pas la procédure de réapprovisionnement des stocks, s'il s'agit de livraison par voie ou par site. Il indique que des contrats nationaux garantissent les réserves de diesel et que d'autres contrats spécifiques à chaque site garantissent les livraisons d'huile de lubrification nécessaire au fonctionnement de ces groupes électrogènes. Nous ne disposons pourtant pas de données détaillées sur l'accessibilité de ces stocks en cas de destruction de l'infrastructure externe et interne, en particulier en cas d'effets induits par des événements en provenance de l'extérieur, comme par exemple une chute d'avion.

Pour que les réserves indiquées par l'opérateur soient vraiment reconnues comme pouvant assurer une alimentation en mode secouru de longue durée, des explications supplémentaires sont nécessaires. Ces stocks doivent pouvoir résister à une dégradation de l'infrastructure interne et externe, comme pourrait la provoquer un séisme ou une inondation. Ils doivent aussi être réapprovisionnés par une chaîne de livraison sans discontinuité, depuis l'extérieur de la centrale jusqu'aux installations internes stratégiques.

En lien avec les scénarios H3, l'opérateur fait référence à une disponibilité reconnue de la turbopompe ASG et du turbogénérateur LLS, même en cas d'indisponibilité de la chaîne de refroidissement RRI et SEB, nécessaire au refroidissement des composants et pour la température ambiante. L'opérateur ne donne cependant aucune précision complémentaire sur les conséquences d'une perte prolongée de la chaîne de réfrigération sur la température des bâtiments, sur la disponibilité d'autres installations importantes ou sur l'accessibilité des salles par le personnel, lequel devra peut-être mener des opérations de manutention. Si la chaîne de refroidissement RRI et SEB est indisponible pendant un certain temps, on peut s'attendre à la défaillance rapide d'autres dispositifs techniques, dont les composants ne seront plus refroidis. Sans réfrigération des bâtiments, il est impossible de réaliser des opérations de manutention, comme des branchements ou des réparations, durant une longue période. La maîtrise à long terme d'un événement extrême de ce type n'est pas possible dans ces conditions.

Pour augmenter la robustesse de la centrale de Fessenheim, l'opérateur a proposé une série de mesures, que l'ASN s'est d'ailleurs en partie réapproprié lorsqu'elle a publié ses nouvelles prescriptions. L'introduction des nouveaux dispositifs du noyau dur

concerne entre autres la mise à disposition d'un nouveau groupe diesel mobile. En corrélation avec les autres dispositifs d'évacuation de chaleur qui sont aussi indépendants de l'alimentation de secours, les critères du niveau 1 défini par la RK pourraient être remplis.

Indépendamment de cela, les améliorations prévues actuellement ne modifient pas l'attribution des critères du niveau de base (en particulier le degré de redondance de l'alimentation électrique d'urgence) ou du niveau 2 (en particulier le degré de redondance de l'alimentation de secours diversifiée).

Les dispositions prévues pour améliorer la robustesse de l'alimentation électrique de la centrale de Fessenheim sont comparables à celles planifiées dans les centrales allemandes. En Allemagne, l'autonomie des centrales devra atteindre une durée de 10 heures et les groupes diesel mobiles prévus ont pour objectif de garantir, dans un délai de 10 heures, l'approvisionnement en électricité nécessaire pour la mise à l'arrêt de la centrale et pour l'évacuation de la chaleur. La mise en œuvre des mesures programmées dans les centrales allemandes ou dans celle de Fessenheim ne supprime pas les différences actuelles concernant la robustesse des dispositifs d'alimentation électrique.

## **5.5 Eau de refroidissement**

### **5.5.1 Présentation par l'opérateur**

#### **5.5.1.1 Dimensionnement actuel de la centrale**

La centrale dispose d'une station de prise d'eau de refroidissement pour alimenter les circuits de refroidissement primaire et secondaire. L'opérateur constate que le dimensionnement de l'alimentation en source froide du site de Fessenheim anticipait déjà des situations de baisse de température ou d'obstruction des conduites de prélèvement d'eau, par exemple par des détritits flottants.

Dans le cadre du dimensionnement, on doit pouvoir maîtriser la perte de l'alimentation en eau de refroidissement pour un seul réacteur (Scénario H1). La perte de l'alimentation en liquide de refroidissement entraîne la perte de la fonction de refroidissement du circuit d'eau brute secourue SEB, donc aussi la perte du système de refroidissement intermédiaire RRI, celle du système de refroidissement à l'arrêt RRA, celle du réservoir de stockage d'eau de la piscine PTR, ainsi que celle du système d'aspersion de l'enceinte de confinement EAS.

La maîtrise de l'impact est assurée par l'évacuation secondaire de la chaleur, grâce au système d'alimentation de secours ASG ou SER. L'évacuation de la puissance résiduelle s'effectue par les vannes de décharge à l'atmosphère VCD-a. Le système de contrôle chimique et volumétrique RCV assure l'intégrité primaire en maintenant l'alimentation en eau sous pression. Cette intégrité est aussi garantie par le liquide de refroidissement complémentaire et la borification du circuit primaire lors d'une mise à l'arrêt du réacteur. Le fonctionnement d'une pompe d'alimentation à haute pression est considéré comme étant assuré, car le réservoir PTR refroidit ses composants.

L'objectif est de maintenir dans la centrale une température du circuit primaire de 180°C et une pression de 27 bar, afin de ne pas utiliser trop longtemps le système RCV.

L'opérateur indique qu'en cas de perte du refroidissement, ventilation incluse, le fonctionnement de la turbopompe ASG et du turbogénérateur LLS est confirmé durant 24 heures.

Si l'impact se produit lorsque le circuit primaire est en phase d'ouverture, l'évacuation de la chaleur est assurée par un refroidissement par évaporation à partir du circuit primaire ou de la piscine de désactivation. Le réservoir PTR assure le complément d'eau de refroidissement évaporée. L'intégrité à long terme du réservoir de secours peut être assurée dans ce cas par le dispositif de décompression-filtration U5 (EDF 2011, pages 5-31/49).

L'opérateur indique que ce scénario offre un sursis de plusieurs jours.

#### 5.5.1.2 Perte postulée de l'alimentation en eau de refroidissement pour les deux réacteurs

Le premier scénario hors dimensionnement et avec conséquences induites étudié par l'opérateur concerne la perte simultanée de la source froide dans les deux tranches.

La maîtrise globale de l'événement ne se différencie guère de la maîtrise de l'impact prévu dans le dimensionnement. La différence concerne surtout les délais constatés, vu que pour évacuer la puissance résiduelle dans le circuit secondaire, il n'y a qu'un seul réservoir SER à disposition pour les deux réacteurs. Pour ce scénario, l'opérateur constate un temps de carence d'environ 1 jour, en cas d'un niveau d'eau minimum du réservoir SER, même si en pratique, les réserves devraient suffire pour 2 jours.

Afin de renforcer la robustesse de la centrale face à cet événement, l'opérateur propose d'augmenter le volume d'eau minimum prescrit pour le réservoir SER, ce qui permet de gagner du temps avant l'évacuation secondaire de la chaleur résiduelle.

#### 5.5.1.3 Cumul des scénarios H1 et H3

L'opérateur se penche aussi sur l'éventualité d'un cumul entre la perte de la source froide H1 et la perte de l'alimentation électrique externe et interne H3. D'après la présentation de l'opérateur, il n'y a pas d'implications supplémentaires par rapport au scénario H3. Selon lui, une perte de l'alimentation électrique entraîne aussi l'indisponibilité du système de refroidissement intermédiaire RRI, ce qui correspond à la situation décrite dans le scénario H1 concernant la perte de source froide.

Si ce scénario est lié à un séisme, l'opérateur voit un effet induit supplémentaire dans l'indisponibilité de la turbine à gaz TAC, ce qui correspondrait à une perte totale de l'alimentation en énergie. Même lorsqu'il évoque la superposition du scénario avec celui d'une inondation externe, l'opérateur ne juge pas nécessaire de prendre d'autres aspects en compte.

Pour augmenter la robustesse de la centrale dans le cas de ce scénario, l'opérateur se réfère aux mesures proposées pour le scénario H3.



Il conseille cependant d'analyser quel type de dimensionnement des installations concernées pourrait correspondre à l'impact d'une inondation non prévue dans le dimensionnement et qu'il reste encore à définir.

### 5.5.2 Evaluation par les autorités de surveillance

L'ASN constate qu'aucune des installations en fonctionnement ne dispose d'une source alternative d'évacuation de chaleur. Après les événements de Ruas et de Fessenheim en 2009, où l'on avait constaté une obstruction au niveau de la prise d'eau de refroidissement, l'ASN avait déjà ordonné la vérification de tous les circuits de refroidissement auxiliaire des centrales nucléaires françaises. Les résultats de cette vérification devraient être connus en 2012.

L'ASN constate que l'opérateur EDF a pris des dispositions pour remédier à la perte de la source froide, postulée dans différents scénarios. Des mesures de contrôle sont prévues en cas de hausse ou de baisse extrême de la température du liquide de refroidissement. Ces mesures peuvent mener à une mise à l'arrêt préventive de la centrale. Des travaux de bâtiments doivent permettre de réduire l'éventualité d'un encrassement dû à une accumulation de matières résiduelles à la surface de l'eau de refroidissement, taches d'hydrocarbure ou détritiques flottants, même s'il faut mettre le système de refroidissement primaire à l'arrêt pour réduire le volume d'eau aspiré. Des systèmes de filtrage échelonnés, avec plusieurs filtres successifs, peuvent empêcher l'obstruction du système de refroidissement auxiliaire. Actuellement, EDF mène une vérification détaillée de tous les puits de chaleur.

Selon l'ASN, les centrales nucléaires françaises sont dimensionnées pour une autonomie de 100 heures minimum, en cas de perte du puits de chaleur principal dans l'un des réacteurs (Voir ASN 2011, page 79).

Par ailleurs, l'ASN constate qu'en cas de perte totale de l'alimentation en source de refroidissement d'une partie du site lors d'un impact brusque, EDF escompte une autonomie d'au moins 60 heures.

En ce qui concerne la maîtrise des scénarios H1, l'ASN constate que pour une maîtrise à long terme, EDF compte sur la disponibilité d'installations dont le refroidissement des composants ne sera plus assuré. Cela concerne le système de contrôle chimique et volumétrique RCV, ainsi que des installations électriques et de contrôle-commande.

L'ASN exige une étude de sensibilité pour les composants nécessaires au scénario H1, en cas de perte du refroidissement de ces composants.

Dans ce contexte, l'ASN constate aussi, en cas de perte du refroidissement, que l'opérateur doit vérifier si les mesures localement disponibles sur le site sont aussi opérationnelles avec des températures élevées.

Enfin, l'ASN souligne que le dimensionnement des installations pour la maîtrise des scénarios H1 en provenance de l'extérieur, comme par exemple une chute d'avion, n'est pas uniforme. EDF propose par exemple d'utiliser les réservoirs SER, alors que ceux-ci n'ont pas la tenue sismique appropriée.

Pour augmenter la robustesse de la centrale contre des scénarios avec perte de la source froide, l'ASN exige la mise en place d'un dispositif de noyau dur (Voir chapitre 4.4).

### 5.5.3 Avis

L'évaluation dans le cadre de cette étude se base sur l'échelle d'évaluation introduite dans le chapitre 3.1.4.

En ce qui concerne les installations secondaires d'alimentation en eau de refroidissement, l'une des différences principale entre la centrale de Fessenheim et les centrales allemandes concerne le degré de redondance de la chaîne de refroidissement du circuit d'eau brute secourue SEB et du système de refroidissement intermédiaire RRI. A Fessenheim, la redondance n'autorise qu'une défaillance unique (n+1), ne permet donc pas une maintenance simultanée comme dans les centrales allemandes, où une redondance (n+2) est garantie. La présentation dans le cadre du stress test européen n'est pas explicite sur le maillage éventuel entre les différents circuits de refroidissement, secondaire et intermédiaire, à cause de leur utilisation commune de certains tronçons passifs du système, comme la tuyauterie.

Au vu de la faible redondance de la chaîne de refroidissement, la centrale de Fessenheim ne remplit pas les critères définis par la RSK pour le niveau de base.

Dans la centrale de Fessenheim, il est possible, pour un temps limité, de maîtriser la perte de la source froide pour un réacteur, à l'aide du système d'eau alimentaire de secours ASG et du circuit primaire via le système de contrôle chimique et volumétrique RCV. L'opérateur est d'avis que les réserves en liquide de refroidissement suffisent pour plusieurs jours, mais il constate qu'en cas de perte de refroidissement des composants, le système ASG ne peut fonctionner que 24 heures. Les documents à notre disposition ne permettent pas de déduire si des mesures de secours permettraient de gérer durablement la perte de la source froide.

L'opérateur ne précise pas comment seront refroidis à long terme les systèmes indispensables au refroidissement de la centrale, en cas de perte de la source froide. L'ASN a déjà ordonné à ce sujet une analyse de sensibilité des composants.

Vu que l'opérateur ne fournit pas de données sur une maîtrise à longue échéance de l'événement par des mesures de secours internes à la centrale (remplissage des réservoirs de liquide de refroidissement, réfrigération des composants, etc.), nous considérons que les installations de la centrale nucléaire de Fessenheim ne remplissent pas les critères définis par la RSK pour le niveau 1.

La source froide diversifiée permettant d'évacuer la chaleur résiduelle de la centrale de Fessenheim est fournie par le système secondaire de secours ASG. Les composants actifs de ce système disposent d'une redondance (n+2) comparable à celle des centrales allemandes. Mais toutes les voies du système ASG utilisent un seul réservoir ASG et sont maillées à travers leur utilisation commune de tronçons passifs telles que la tuyauterie.

Aucune source froide diversifiée n'existe pour évacuer la chaleur de la chaîne de refroidissement RRI et SEB, elle-même indispensable au refroidissement des bâtiments

et des composants, ainsi que pour le refroidissement du réacteur et autres installations lors des mises à l'arrêt.

Les installations de la centrale de Fessenheim ne remplissent pas non plus les critères définis par la RSK pour le niveau 2.

La RSK a confirmé que toutes les centrales nucléaires encore en fonctionnement en Allemagne remplissent les critères du niveau 1. Les centrales du Bade-Wurtemberg remplissent même des critères de niveau 2.

Afin d'augmenter la robustesse de la centrale de Fessenheim, l'opérateur a proposé une série de mesures qui ont été en partie reformulées par l'ASN en tant que nouvelles prescriptions. Les nouveaux dispositifs réglementaires du noyau dur exigent entre autres la mise à disposition d'une pompe mobile supplémentaire, avec une source d'eau disponible toute l'année, en complément des réservoirs ASG et PTR. Cette mesure permettrait une évacuation durable de la puissance résiduelle du réacteur par le circuit secondaire de secours ou par une réfrigération par évaporation en cas d'ouverture du circuit primaire.

Les centrales nucléaires allemandes vont aussi devoir augmenter la robustesse de leur alimentation en eau de refroidissement secondaire. Chaque centrale devra posséder une source froide autonome, complètement indépendante du prélèvement d'eau disponible dans le cadre du dimensionnement. Cette nouvelle source froide devra être assez abondante pour évacuer la chaleur résiduelle et pour refroidir les systèmes diesel. Dans le cadre des dispositions d'urgence, une pompe mobile doit pouvoir suffire à alimenter le système de refroidissement intermédiaire, lui aussi prévu pour affronter des événements hors dimensionnement. Pourtant, la réalisation de ces mesures programmées dans les centrales allemandes et dans celle de Fessenheim ne supprimera pas les différences actuelles sur la robustesse des équipements de source froide secondaire.

## 5.6 Identification d'autres points faibles en matière de sûreté

Dans le dimensionnement des installations nucléaires, un concept important est celui des niveaux de sûreté hiérarchisés. Cela signifie qu'au premier niveau de sûreté, les installations et les dispositifs sont prévus pour éviter l'apparition d'incidents et d'accidents. Au deuxième niveau de sûreté, ils doivent maîtriser les incidents et prévenir les accidents. Au troisième niveau de sûreté, ils doivent maîtriser les accidents. Au quatrième niveau de sûreté, ils doivent maîtriser les conséquences d'événements très rares, éviter un endommagement grave du cœur du réacteur (mesures préventives du plan d'urgence interne) et en cas d'accident grave, limiter autant que possible la dissémination dans l'atmosphère de matières radioactives (mesures mitigatives). Les installations et les dispositifs de chaque niveau de sûreté doivent avoir un maximum d'indépendance les uns par rapport aux autres.

Il existe en particulier pour les installations du troisième niveau de sûreté différents principes de dimensionnement devant garantir une extrême fiabilité. Ces principes en-

globent entre autres la redondance, la diversification, le démaillage et la séparation spatiale des systèmes partiels redondants.

Pour garantir l'évacuation de la chaleur secondaire, la centrale de Fessenheim dispose d'un système interne d'alimentation des générateurs de vapeur, de l'alimentation de fonctionnement du système ANG et de l'alimentation de secours du système ASG. Ce dernier comprend trois redondances, dont l'une est indépendante de l'alimentation électrique de secours. Toutes les pompes de secours d'un réacteur de la centrale de Fessenheim s'alimentent dans un seul réservoir ASG, elles sont donc maillées entre elles. Nous n'avons pas d'informations détaillées sur la séparation spatiale des pompes d'alimentation de secours de la centrale de Fessenheim. En comparaison, les réacteurs à eau pressurisée encore en fonctionnement en Allemagne disposent d'un système interne d'alimentation des générateurs de vapeur, d'un système interne de démarrage et de mise à l'arrêt sur deux voies et d'un système d'alimentation de secours sur quatre voies. Chacune de ces voies alimente une redondance du système d'alimentation de secours. Les systèmes partiels d'alimentation de secours sont strictement séparés dans l'espace, chacun étant placé dans un bâtiment bunkérisé afin d'être protégé des agressions externes. Dans le cadre du plan d'urgence interne, une procédure d'amortissement des charges et d'alimentation des générateurs de vapeur prévoit un dispositif de décompression-filtration secondaire qui utilisera une pompe mobile disponible sur le site de la centrale.

En ce qui concerne la garantie d'une évacuation secondaire de la chaleur résiduelle, nous constatons que la robustesse de la centrale nucléaire de Fessenheim est de beaucoup inférieure à celle des réacteurs à eau pressurisée d'Allemagne, au regard du concept de hiérarchisation des niveaux de sûreté.

La centrale de Fessenheim ne dispose que du seul système de contrôle chimique et volumétrique RCV pour faire baisser la pression du circuit primaire par aspersion, pour alimenter les pompes principales en eau sous pression, pour injecter de l'eau borée dans le circuit primaire, pour ajouter du liquide de refroidissement si cela s'avère nécessaire en cas de perte accidentelle de la source froide, si la centrale est en état d'alerte et la pression très élevée dans le circuit primaire. Le système RCV dispose de trois pompes d'injection de sécurité haute pression ISHP pour chaque réacteur, mais toutes les pompes d'un réacteur s'alimentent dans le même réservoir PTR et sont donc maillées entre elles. Une pompe de test RIS est également disponible, commune aux deux réacteurs. En comparaison, les réacteurs à eau pressurisée encore en fonctionnement en Allemagne disposent d'un système interne de contrôle chimique et volumétrique RCV, ainsi que d'un système de borification supplémentaire à quatre voies et dimensionné au niveau sûreté. En cas de fuite, les pompes d'injection de sécurité du système de secours et de refroidissement disposent de quatre voies d'alimentation pour se fournir en liquide de refroidissement complémentaire. Une défaillance de l'alimentation en eau sous pression des pompes primaires principales n'entraîne pas, dans les réacteurs à eau pressurisée allemands, la perte de l'intégrité du circuit primaire.

En ce qui concerne la garantie d'une alimentation et d'une borification primaire en cas de surpression dans le circuit primaire, nous constatons que la robustesse de la cen-

trale nucléaire de Fessenheim est de beaucoup inférieure à celle des réacteurs à eau pressurisée d'Allemagne, au regard du concept hiérarchisé des niveaux de sûreté.

Dans le cadre de ses contrôles, la RSK a aussi analysé des impacts sociétaux comme la chute d'un avion. Dans le cadre du stress test européen de la centrale de Fessenheim, aucun scénario de ce type n'a été pris en compte. Nous ne disposons donc d'aucune information détaillée quant à la résistance des systèmes, des structures et des composants de la centrale de Fessenheim à de tels impacts. Pourtant, au sujet du dimensionnement sismique de la centrale, l'opérateur a constaté que les réservoirs ASG et PTR, indispensables pour la sûreté et situés dans des bâtiments à part sur le site, ne disposent que de réserves limitées, dans le cadre du dimensionnement. Nous considérons donc que si des fonctions aussi indispensables à la sûreté que l'évacuation secondaire de la chaleur et le refroidissement complémentaire du circuit primaire disposent seulement d'un réservoir par réacteur, cette dépendance constitue un point faible majeur pour la sûreté nucléaire.

Dans la centrale de Fessenheim, les installations techniques importantes pour la sûreté sont situées bien en-dessous du niveau du Grand Canal d'Alsace, avec une seule digue pour toute protection, ce qui représente un risque d'inondation potentiel pour l'ensemble du site de la centrale. Le fait que l'ASN exige des preuves sur la résistance sismique des digues et demande d'inclure une analyse des conséquences possibles en cas de leur rupture, met clairement en exergue ce point faible potentiel.

## Bibliographie

- ASN 2011 Autorité de Sûreté Nucléaire: Complementary Safety Assessment of the French Nuclear Power Plants. Report by the French Nuclear Safety Authority, décembre 2011.
- EDF 2011 Electricité de France: Rapport d'évaluation complémentaire de la sûreté des installations nucléaires au regard de l'accident de Fukushima. 15 septembre 2011
- ENSREG 2012 Ensreg Nuclear Safety Regulators Group, Stress Test Peer Review Board : Peer Review Country Report – France.
- EU 2012 Council of the European Union: Report of the Ad hoc Group on Nuclear Security. Bruxelles, 31.05.2012
- GKN 2011 EnBW Kernkraft GmbH : Sicherheitsüberprüfung europäischer Kernkraftwerke vor dem Hintergrund des schweren Erdbeben und Tsunamis in Japan am 11.03.2011 (Europäische Stresstests). Standortbericht des Betreibers für den Standort Neckarwestheim (GKN) – Abschlussbericht 2011
- GRS 2012 Gesellschaft für Anlagen- und Reaktorsicherheit : Weiterleitungsnachricht „Auswirkungen des Tohoku-Erdbebens an den japanischen Kernkraftwerksstandorten Fukushima Dai-ichi (I) und Dai-ni (II) am 11.03.2011 und des Niigataken Chuetsu-Oki-Erdbebens am japanischen Kernkraftwerksstandort Kashiwazaki-Kariwa am 16.07.2007“. WLN 2012/02, 15.02.2012.  
[http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/grs\\_fukushima\\_wln\\_1202.pdf](http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/grs_fukushima_wln_1202.pdf)
- KTA 2201.1 Kerntechnischer Ausschuss; KTA 2201.1 : Auslegung von Kernkraftwerken gegen seismische Einwirkungen, Fassung 2011-11
- KTA 2207 Kerntechnischer Ausschuss; KTA 2207 : Schutz von Kernkraftwerken gegen Hochwasser, Fassung 11/04
- KTA 3701 Kerntechnischer Ausschuss; KTA 3701 : Übergeordnete Anforderungen an die elektrische Energieversorgung in Kernkraftwerken, Fassung 6/99
- RSK 2011 Reaktorsicherheitskommission; Stellungnahme : Anlagenspezifische Sicherheitsüberprüfung (RSK-SÜ) deutscher Kernkraftwerke unter Berücksichtigung der Ereignisse in Fukushima-I (Japan), 16 mai 2011